ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **1**

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(Al 30 aprile 2001)

(Articolo 2, comma 12, lettera i*), della legge 14 novembre 1995, n. 481)*

Presentata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Trasmessa alla Presidenza il 4 luglio 2001

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

INDICE

Presentazione del presidente dell'autorità ..... *Pag.* 5

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta ..... » 37

PRESENTAZIONE DEL PRESIDENTE DELL'AUTORITÀ

(Roma, 4 luglio 2001)

Signor Presidente della Repubblica,

Signori Presidenti del Senato e della Camera,

Ministri, Autorità, Signore, Signori,

l'Autorità per l'energia elettrica e il gas presenta oggi la sua quarta Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta.

Anche a nome degli altri componenti il collegio, prof. Giuseppe Ammassari e prof. Sergio Garribba, esprimo al Capo dello Stato la nostra gratitudine per aver voluto onorare questa cerimonia con la Sua presenza. Ne traiamo conforto e stimolo a operare.

Secondo il dettato della legge istitutiva, la Relazione *riferisce sullo stato dei servizi, in radicale trasformazione per effetto dell'apertura alla concorrenza, e delle attività che l'Autorità ha svolto e ha in corso.*

Nell'Unione europea la liberalizzazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas e la loro integrazione in un mercato unico procedono 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. Si evidenziano talora difficoltà e timori che richiedono pronta e adeguata risposta da parte delle istituzioni.

I PROGRESSI DELLA LIBERALIZZAZIONE

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.

In Europa le riduzioni dei prezzi intervenute nello scorso decennio appaiono generalmente in diretta correlazione con il grado di apertura del mercato. Nel Regno Unito e nei paesi scandinavi, dall'inizio degli anni novanta, fase di avvio della liberalizzazione, 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 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.

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.

L'attenzione dell'opinione pubblica viene richiamata dall'emergere di alcune situazioni critiche. In aree caratterizzate da una rapida crescita della domanda di elettricità si sono manifestate insufficienze nella disponibilità di energia.

Particolare evidenza ha assunto il caso della California, dove il sistema elettrico è precipitato in una gravissima crisi con interruzioni della fornitura, forti aumenti dei prezzi, insolvenza delle imprese erogatrici. La crisi deriva da uno squilibrio nel rapporto tra domanda e offerta e da un sistema di regolazione mal disegnato e gestito, che ne ha amplificato gli effetti.

In California la domanda di elettricità è venuta crescendo a ritmo accelerato per i forti afflussi di popolazione, la crescita del-

l'economia e in particolare dei servizi informatici, che generano consumi elettrici anche per il condizionamento degli ambienti. L'offerta è stata frenata da vincoli ambientali severi e dalle incertezze connesse con una transizione alla concorrenza avviata senza la necessaria chiarezza nelle regole e nelle competenze delle diverse istituzioni pubbliche. La carenza delle linee di interconnessione non ha consentito al mercato locale di integrarsi con quelli contigui. Il rialzo dei prezzi all'ingrosso, alimentato anche dalla concomitante crescita dei prezzi del gas naturale, ha assunto dimensioni eccezionali per la rigidità della domanda e dell'offerta nel breve periodo.

La regolazione californiana, basata su prezzi liberi nel sistema borsistico e tariffe rigidamente vincolate nella vendita ai consumatori, ha impedito che il mercato inviasse adeguati segnali agli operatori. I prezzi all'ingrosso hanno raggiunto livelli fino a dieci volte superiori a quelli precedentemente in vigore. Il blocco amministrativo dei prezzi al dettaglio ha determinato la crisi finanziaria delle grandi imprese distributrici, il cui salvataggio è stato effettuato con fondi pubblici, generando gravi oneri per i contribuenti. I tardivi adeguamenti dei prezzi finali, concentrati nel tempo, stanno risultando particolarmente onerosi per i consumatori.

Il caso californiano non invita a rallentare la transizione, ma a disegnare accuratamente le regole della liberalizzazione, evitando situazioni di incertezza. Esso conferma l'efficacia del meccanismo di trasferimento dei prezzi all'ingrosso nelle tariffe al consumo finale definito da questa Autorità negli scorsi anni: un meccanismo di medie mobili che assorbe le fluttuazioni di breve periodo nei prezzi all'origine. L'esperienza californiana conferma l'opportunità che si crei un mercato delle capacità di lungo periodo e che l'Autorità mantenga il potere di intervento sui mercati all'ingrosso, qualora un'insufficiente concorrenza dia luogo a comportamenti anomali.

In Europa l'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas alla concorrenza procede, anche se con difficoltà. I mercati energetici nazionali o regionali restano poco comunicanti: la loro transizione verso un mercato unico su scala continentale 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 che costituisce un ostacolo alla libera circolazione dell'energia.

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.

All'inizio di marzo 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 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. Vi si prevede anche l'istituzione in tutti gli Stati membri di una autorità di regolazione indipendente da interessi settoriali, dotata di ampia autonomia e avente compiti di regolazione tra cui, come minimo, la fissazione delle condizioni di accesso alle reti e alle altre infrastrutture essenziali, incluse le interconnessioni con l'estero. 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, tenutosi il 23 e 24 marzo, ha rinviato l'esame delle proposte. Da questa decisione il processo di liberalizzazione risulta frenato e indebolito.

Gioverebbe 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. È necessaria una maggiore uniformità nel recepimento delle direttive esistenti.

L'esigenza di armonizzazione è rafforzata dalla prospettiva dell'allargamento dell'Unione europea. I paesi in attesa di integrazione sono caratterizzati da forti tassi di crescita e da sistemi energetici poco efficienti, che richiedono ingenti investimenti per lo sviluppo e l'ambientalizzazione 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 contribuirà efficacemente anche alla sicurezza: unificando sistemi diversi, esso ridurrà i rischi delle singole fonti di approvvigionamento.

Il legame dell'Europa con i paesi del bacino del Mediterraneo dovrà essere rafforzato con il potenziamento della cooperazione e delle infrastrutture di interconnessione.

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.

IL MERCATO ELETTRICO

I prezzi dell'elettricità in Italia sono alti a confronto con quelli europei. La media delle tariffe domestiche italiane supera la media europea di circa il 20 per cento: quelle italiane sono notevol-

mente inferiori nel caso di consumi ridotti, significativamente più alte per consumi elevati. Le tariffe elettriche praticate alle utenze industriali superano le corrispondenti medie europee di un importo variabile fra il 25 e il 50 per cento. Sul mercato libero dell'elettricità, in rapido sviluppo, i prezzi sono del 10-15 per cento inferiori alle tariffe applicate ai clienti vincolati.

In molti paesi le tariffe e i prezzi si sono ridotti nonostante i rialzi dei prezzi internazionali del petrolio e del gas naturale; in Italia, data la dipendenza della generazione elettrica dagli idrocarburi, le tariffe sono aumentate mediamente del 10 per cento tra l'inizio del 2000 e la metà dell'anno in corso. Il divario con il resto d'Europa è cresciuto.

Nello stesso periodo le tariffe elettriche italiane, se calcolate al netto del costo del combustibile, sono diminuite del 10 per cento circa; è previsto un calo ulteriore nel 2002. Le disposizioni dell'Autorità, che anticipano gli effetti attesi dalla concorrenza, hanno contrastato l'effetto inflazionistico derivante dal mercato petrolifero mondiale e dalla debolezza del cambio.

Non è solo l'elevata dipendenza dal petrolio, pari al 34 per cento contro il 10 medio dell'Unione europea, la causa degli alti prezzi dell'energia elettrica in Italia. Ad essa concorre la scarsa efficienza di un parco di generazione in parte obsoleto, che presenta rendimenti di conversione modesti.

Pesa anche l'elevato livello dei cosiddetti oneri generali di sistema. La loro incidenza complessiva sul costo medio del chilowattora ha raggiunto l'8 per cento.

Tra gli oneri di sistema emerge come particolarmente oneroso il sostegno alle fonti rinnovabili e agli impianti cosiddetti assimilati, basato su norme introdotte nel 1991 e 1992.

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 anche tra gli oneri di sistema i costi per la transizione dal monopolio alla concorrenza; essi comprendono 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 "costi incagliati" (stranded costs *nell'esperienza delle liberalizzazioni americane).*

Nel proporre i criteri di definizione e calcolo dei costi ammessi a rimborso, l'Autorità si è attenuta al criterio di riconoscere solo gli oneri effettivamente non recuperabili, in modo da non gravare sui consumatori in misura ingiustificata. L'Autorità deve oggi attuare disposizioni governative, per essa vincolanti ai sensi del decreto legislativo n. 79 del 1999, che si discostano da tali criteri. Se l'importo dei "costi incagliati" fosse quello massimo indicato dal Governo, 15.000 miliardi di lire, e se fosse ripartito sui quattro anni che mancano al termine di tale disciplina transitoria, esso comporterebbe un intollerabile aggravio dei prezzi a carico della generalità dell'utenza, pari a oltre 14 lire per chilowattora.

L'ordinamento tariffario è ora coerente con la transizione ai prezzi di mercato: le tariffe per la fornitura ai clienti finali risultano come somma di componenti distinte, alcune delle quali destinate a essere sostituite da prezzi di mercato.

La componente tariffaria corrispondente al costo della generazione è stata unificata, abbandonando la distinzione per tipologia di impianti. L'assorbimento del rimborso del costo del combusti-

bile, precedentemente separato, ha determinato un aumento dei ricavi per l'energia generata da impianti idroelettrici: esso viene in parte e transitoriamente prelevato in modo da attenuare l'inasprimento degli oneri a carico dei consumatori.

Anche nel mercato dei clienti vincolati gli esercenti hanno ora la facoltà di offrire ai loro clienti "opzioni tariffarie" tra cui essi possono scegliere: si introduce così una limitata flessibilità nel sistema tariffario, già in questa fase di avvio della liberalizzazione. Le imprese hanno iniziato ad avvalersi di tale opportunità.

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, che sarebbero equivalenti a sussidi: essa sta nella liberalizzazione, che deve essere accelerata.

La domanda

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.

I clienti idonei ad acquisire elettricità sul mercato libero sono più che raddoppiati in poco più di un anno: nel maggio 2001 essi erano 1.200, con oltre 8.000 siti di prelievo, ed esprimevano una domanda pari a oltre un terzo 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 delle centrali dell'Enel. Entrerà allora di diritto nel mercato libero il tessuto delle piccole e medie imprese che connota la struttura produttiva italiana; molte di queste già vi accedono attraverso i consorzi di acquisto.

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 distribu-

zione. È quindi necessario che l'attività di distribuzione, soggetta a concessione esclusiva, sia nettamente separata da quella di vendita, che è invece attività libera e in concorrenza: questa è la scelta operata dalla Commissione europea nella recente proposta di revisione delle direttive energetiche.

In Italia l'Autorità ha introdotto, già nel 1999, l'obbligo di separazione contabile tra distribuzione e vendita.

Il Ministro dell'industria, 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.

L'Autorità ha inoltre proposto che, nel definire il regime delle concessioni, fosse prevista una possibilità di articolazione per zone territoriali, in modo da favorire una competizione almeno comparativa.

Le proposte dell'Autorità hanno ricevuto significativo, ma non totale, accoglimento negli atti di concessione rilasciati dal Ministero dell'industria.

Nei comuni in cui operano più distributori la concessione è unica. Il passaggio delle porzioni di rete dell'Enel ai distributori locali, previsto dal decreto legislativo n. 79 del 1999, è stato compiuto solo in pochi casi. Preoccupa il protrarsi di una situazione incerta, che penalizza gli investimenti. In mancanza di una soluzione consensuale o arbitrale, è previsto che il concessionario locale eserciti l'attività subentrando al proprietario della rete, cui corrisponderà un canone corrispondente all'utilizzazione della

rete stessa. L'Autorità determinerà tale canone applicando i criteri già utilizzati per definire le tariffe di distribuzione.

L'offerta

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

L'offerta si presenta caratterizzata da un'elevata concentrazione. Nessuna delle previste cessioni di centrali dell'Enel è stata realizzata, mentre è trascorso più di metà del tempo previsto dal decreto legislativo n. 79 del 1999, con grave ritardo per la formazione di un'offerta concorrenziale.

La concentrazione dell'offerta è destinata a permanere anche nel medio periodo. Il principale operatore continuerà a detenere una posizione dominante nel mercato della produzione interna, superiore al 50 per cento del totale se si esclude l'autoproduzione, anche dopo il completamento delle cessioni di impianti per 15.000 MW previste dal decreto legislativo n. 79 del 1999 e l'ulteriore dismissione di 5.500 MW di capacità di generazione a cui l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha subordinato l'approvazione di un'acquisizione societaria nel settore della telefonia da parte del gruppo Enel. 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 40 per cento.

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.

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. Una maggiore efficienza nell'approvvigionamento delle fonti e nella fornitura del servizio sarà necessaria per fronteggiare il probabile permanere di prezzi elevati dei combustibili fossili, e particolarmente degli idrocarburi, a livello mondiale.

Dalla concorrenza, e dall'attesa di concorrenza, potrà derivare un impulso decisivo alle decisioni di investimento in nuova generazione. Affinché le intenzioni si traducano in atti sono necessari efficaci snellimenti del percorso autorizzativo per la costruzione di nuove centrali o per la riconversione di quelle esistenti: essi sono stati annunciati, ma finora senza esito.

Nella ridefinizione dei poteri tra il livello statale e quello delle amministrazioni regionali e locali è importante che vengano rimossi gli impedimenti allo sviluppo della capacità di generazione. L'amministrazione cui compete il rilascio dell'autorizzazione deve vedere il potenziamento dell'offerta locale di energia elettrica come un fattore di sviluppo e di garanzia contro possibili, costose congestioni sulla rete. La tariffa unica nazionale non deve essere utilizzata per addossare alla totalità dei consumatori le eventuali incoerenze di decisioni che hanno effetto sulla localizzazione della domanda e dell'offerta di energia elettrica.

Concorrono alla dimensione dell'offerta e al formarsi di un assetto concorrenziale le importazioni di energia elettrica, attualmente pari a circa il 15 per cento della domanda. L'insufficienza della capacità di interconnessione con l'estero determina una congestione: conseguentemente i prezzi dell'energia importata si avvicinano a quelli medi del mercato italiano, creando una rendita a favore del venditore.

Nell'agosto 2000 l'Autorità ha disposto una disciplina di assegnazione della capacità di importazione per il mercato libero ba-

sata su aste, al fine di estrarre e ridistribuire a vantaggio del sistema la rendita dell'esportatore. Il provvedimento, in seguito a ricorsi, è stato annullato con decisione del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, in seguito confermata dal Consiglio di Stato. Seguendo le indicazioni contenute nella decisione, l'Autorità ha assegnato la capacità a tutti i richiedenti in proporzione alla richiesta. Quasi 500 soggetti sono risultati assegnatari di "bande" di capacità, di dimensione modesta, dando luogo a un mercato secondario.

Per il 2002 l'Autorità sta disponendo, sulla base di esempi europei, una nuova disciplina orientata al mercato, in collaborazione con alcuni regolatori dei paesi confinanti.

Il potenziamento del parco di generazione è reso più urgente, e più attraente per gli investitori, dalle prospettive di crescita della domanda. Per il quarto anno consecutivo l'incremento dell'elettricità immessa in rete è stato superiore a quello del prodotto interno lordo. Il confronto internazionale suggerisce l'esistenza di un potenziale di sviluppo dei consumi: il consumo di elettricità per unità abitativa in Italia è infatti di poco superiore ai 3.000 chilowattora per anno, mentre si colloca tra i 4.000 e i 5.000 negli altri principali paesi europei. Anche considerando gli sforzi per la diffusione di pratiche d'uso razionale dell'energia, che l'Autorità è impegnata a compiere, resta la prospettiva di una domanda nettamente crescente.

La rete e il mercato

L'infrastruttura di rete, la sua gestione, la disciplina del mercato delle transazioni che su di essa vengono eseguite definiscono il centro del sistema elettrico, il luogo dove se ne determina l'equilibrio.

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale è operativo da più di un anno. Il contesto normativo in cui agisce, pressoché completo nelle sue linee generali, è soggetto a continua evoluzione

per adeguarsi allo sviluppo del mercato libero: la tariffa di trasporto, le regole tecniche di connessione dei generatori e dei distributori alla rete nazionale, le condizioni per il dispacciamento dell'energia, i dispositivi di misura sono stati oggetto di successivi interventi dell'Autorità e adeguamenti volti a creare le condizioni per lo sviluppo del sistema, in un contesto molto più complesso di quello precedente.

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale opera, come previsto dal decreto legislativo n. 79 del 1999, senza avere la proprietà della rete. La prima esperienza evidenzia difficoltà, sia nella definizione dei rapporti economici, sia e soprattutto nell'attuazione degli indispensabili e urgenti interventi sulla 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 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 fornito 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. A differenza di alcune borse dell'elettricità, attive in Europa a livello esclusivamente commerciale e finanziario, il mercato elettrico italiano è strettamente collegato con l'attività di dispacciamento fisico dell'energia svolta dal Gestore della rete.

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

IL MERCATO DEL GAS

Prezzi e tariffe

Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva europea per il mercato interno del gas naturale, pone le premesse per un profondo cambiamento del settore.

Nelle previsioni di domanda fino all'anno 2010, l'Italia appare caratterizzata dal più elevato incremento tra i paesi europei. La crescita della domanda dipende in larga misura dal settore elettrico, a motivo delle necessità di diversificazione delle fonti energetiche primarie e delle relativamente più favorevoli caratteristiche ambientali del metano. Tempi e strumenti proposti e adottati per la liberalizzazione del settore del gas devono essere compatibili e coerenti con le esigenze di apertura del mercato elettrico e di formazione di un'offerta concorrenziale. Coerenza tra il mercato dell'energia e quello del gas va anche ricercata nelle decisioni che riguardano lo sviluppo delle reti e l'organizzazione delle attività di distribuzione locale e di vendita.

I prezzi e le tariffe del gas in Italia al netto, e al lordo delle imposte, indicano un differenziale a sfavore degli utenti rispetto ai prezzi medi europei, particolarmente ampio per le utenze industriali nei confronti di quei paesi in cui esiste un mercato liberalizzato o in via di liberalizzazione. 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 ri-

sultato della liberalizzazione e dell'intervento dell'Autorità. Con una deliberazione del dicembre 2000, l'Autorità ha introdotto un nuovo ordinamento per le tariffe di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. La riforma dell'Autorità separa l'attività di distribuzione da quella di vendita in modo che, quando tutti i consumatori potranno scegliere da chi approvvigionarsi di gas, i fornitori possano accedere alle reti locali in base a un sistema tariffario già definito. La riforma allinea le tariffe ai costi necessari per l'erogazione di un servizio nelle condizioni di sicurezza, qualità ed efficienza stabilite dall'Autorità per tutto il territorio nazionale dove operano oggi circa 750 distributori, alcuni con dimensioni anche molto piccole.

La distribuzione rappresenta in media circa il 20 per cento del costo finale pagato dagli utenti. Dall'1 gennaio 2001, per effetto della riforma tariffaria, vi è stata una prima riduzione del prezzo medio nazionale. Per gli anni successivi, fino al 2004, la riforma introduce un tetto prefissato di riduzione dei ricavi dell'attività di distribuzione pari al 3 per cento all'anno al netto dell'inflazione. Per favorire lo sviluppo delle reti nelle aree del Paese ancora sprovviste del servizio gas, la riforma prevede un corrispettivo a copertura dei maggiori costi della nuova metanizzazione. La tutela delle fasce deboli della popolazione è affidata ai Comuni, cui è destinato un contributo a carico della generalità dei consumatori dell'1 per cento, pari a circa 50 miliardi di lire annui.

Con una deliberazione del 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 dell'Autorità 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, che entrano in vigore con il prossimo mese di 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.*

Ai corrispettivi per la capacità impegnata, che costituiscono il 70 per cento della tariffa complessiva, si affianca un corrispettivo variabile a seconda dei volumi di gas movimentati, finalizzato a stimolare un'efficiente utilizzazione dei gasdotti. Le regole tariffarie dell'Autorità sono innovative per l'Europa e trovano riscontro solo nel caso britannico.

Sono previste regole di prenotazione del servizio di trasporto per favorire gli scambi di capacità ed è prevista una favorevole remunerazione dei nuovi investimenti.

Metodi analoghi a quelli seguiti nella definizione della tariffa di trasporto sono stati adottati per regolare l'utilizzo degli impianti di rigassificazione del gas naturale liquefatto. A tale attività è stata riconosciuta una remunerazione corrispondente al rischio specifico superiore a quello del trasporto.

Il disegno normativo verrà completato dall'Autorità con la definizione del contratto-tipo per l'attività di distribuzione, dei codici di rete, delle tariffe e dei codici di stoccaggio. Gli elementi di flessibilità offerti dal ricorso agli stoccaggi potranno essere valorizzati con la liberalizzazione di questa attività, assicurandone l'indispensabile coordinamento. L'introduzione della concorrenza nella gestione del servizio e nell'assegnazione di nuove concessioni di stoccaggio può contribuire a una più efficiente utilizzazione della rete di trasporto nazionale.

L'offerta: verso una molteplicità di fornitori

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. Su di esso l'Autorità vigila. La sua competenza sul complesso dei segmenti che compongono la filiera del gas, indipendentemente dall'esistenza di concessioni e dal grado di realizzazione della concorrenza, è stata recentemente confermata da sentenze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia e del Consiglio di Stato.

L'introduzione di una pluralità di fornitori in grado di creare effettiva concorrenza nell'approvvigionamento del gas è certamente un compito arduo. La sicurezza energetica nazionale deve essere garantita dalla maggiore integrazione nel sistema gas europeo, dai rapporti di interdipendenza economica più stretti con i paesi produttori, dalla diversificazione delle zone d'origine. Una significativa differenza tra la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e quello del gas risiede infatti nell'origine dei centri di produzione che, nel caso del gas, sono prevalentemente localizzati in paesi esterni all'Unione, come tali non soggetti alla normativa comunitaria. Per contro, va considerato che l'Unione europea è circondata da diversi paesi produttori di gas; ulteriori occasioni ed aree di approvvigionamento potranno essere attivate e raggiunte con la realizzazione di nuovi gasdotti e di terminali di rigassificazione.

Per assicurare la formazione di un'offerta concorrenziale devono essere superati ostacoli e impedimenti di natura politica, proprietaria e contrattuale. Il decreto del Ministro dell'industria, del 27 marzo 2001 sulle importazioni di gas naturale da paesi non

appartenenti all'Unione europea, in attuazione del decreto legislativo n. 164 del 2000, persegue l'obiettivo della sicurezza degli approvvigionamenti attraverso un rigoroso controllo della qualità, provenienza e affidabilità del gas importato, imponendo tuttavia vincoli tecnici e finanziari che costituiscono barriere all'ingresso di nuovi operatori.

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 liberalizzazione del mercato interno.*

L'applicazione di un tetto nazionale sulle immissioni di gas da parte di una stessa impresa implica operazioni di cessione alla frontiera: il metodo della trattativa privata, che risulta seguito dall'Eni per il gas di origine libica, non soddisfa le esigenze di trasparenza e di pari opportunità per tutti i potenziali concorrenti.

Accesso e governo del sistema

Con la progressiva apertura del mercato del gas alla concorrenza si sviluppano strategie di acquisizione nei confronti delle imprese di distribuzione; le aggregazioni sono favorite dalla separazione societaria delle attività di vendita e dalla contendibilità delle concessioni prevista dal decreto legislativo di liberalizzazione del mercato.

L'industria del gas europea, sotto lo stimolo della deregolamentazione dei monopoli nazionali accompagnata da processi di privatizzazione, si sta avviando 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. 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.

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 necessarie.

Il gas naturale è una fonte energetica che presenta caratteristiche che si prestano all'attività di trading *reale e finanziario. Va valutata, in tale prospettiva, la possibilità di individuare in Italia sedi o "*hubs*" per la contrattazione e lo scambio di gas naturale su basi standardizzate. In analogia con quanto accade nel Regno Unito e negli Stati Uniti, in queste sedi dovrà essere possibile cedere partite di gas acquisite sul mercato primario e sviluppare un mercato secondario della capacità e dei diritti di accesso, assicurando anche in questo caso parità di trattamento e non discriminazione agli operatori.*

La promozione della concorrenza richiede come passo obbligato la separazione amministrativa e contabile delle imprese operanti nel settore del gas. L'Autorità ha proposto per la consultazione dei soggetti interessati criteri affinché tale separazione venga effettuata evitando sovvenzioni incrociate e distorsioni, e contenendo gli oneri amministrativi a carico degli operatori di minore dimensione.

L'accesso alle reti di distribuzione locale, garantito dall'Autorità, ha consentito, per la prima volta, ai clienti idonei di recedere dai contratti in essere con il fornitore abituale e di rifornirsi da altri soggetti: già nel 2000 sono stati stipulati circa 170 nuovi con-

tratti. Sono nati più di dieci consorzi per l'acquisto e la commercializzazione di gas di provenienza estera; sono sorte nuove società di trading.

QUALITÀ DEL SERVIZIO E AMBIENTE

Tutela di consumatori e utenti

Quando i servizi sono forniti in condizioni di monopolio o di esclusiva, l'ordinamento tariffario deve comprendere, come parti integranti, norme e standard posti a tutela dei diritti di consumatori utenti. Il processo di liberalizzazione deve avvenire in modo che la concorrenza tra soggetti erogatori porti un contributo positivo al miglioramento della qualità dei servizi. I livelli di qualità, definiti con caratteristiche di obbligatorietà per il mercato dei clienti vincolati, sono anche un riferimento essenziale per la definizione dei rapporti economici tra soggetti erogatori del servizio e clienti del mercato libero.

L'azione di miglioramento della qualità del servizio avviata dall'Autorità sin dall'atto della sua costituzione comincia a dare i suoi frutti.

Per tutti i clienti del servizio elettrico sono entrate in vigore nuove condizioni contrattuali, che hanno progressivamente sostituito clausole contrattuali imposte unilateralmente dagli esercenti con caratteri talora vessatori nei riguardi della clientela; sono state definite nuove regole anche per i contratti di vendita di gas.

Le Carte dei servizi, contenenti standard di qualità del servizio decisi autonomamente dagli esercenti, sono state sostituite da standard omogenei a livello nazionale. Se le prestazioni alla clientela non vengono realizzate entro i tempi previsti, il cliente riceve in modo automatico un indennizzo in bolletta. Nel secon-

do semestre del 2000 e nel solo settore elettrico sono stati pagati quasi 5000 rimborsi automatici, contro le poche decine registrate prima dell'intervento dell'Autorità. Un analogo sistema di standard e rimborsi è stato introdotto a partire dal 2001 anche nel settore del gas.

Il quadro di norme e standard necessari per la misura della qualità del servizio e il suo miglioramento è pressoché completato per il servizio elettrico; esso è in via di definizione per il servizio del gas, in cui rivestono particolare importanza gli aspetti relativi alla sicurezza fisica.

Per quanto concerne la continuità del servizio elettrico, fattore prioritario di sviluppo territoriale, gli interventi messi a punto dall'Autorità sono innovativi. Sono stati disegnati metodi uniformi di misura della continuità del servizio e fissati livelli tendenziali obbligatori, con tassi di miglioramento fino al 16 per cento su base annua.

Obiettivo dell'Autorità è avvicinare entro il 2003 i parametri di continuità del servizio elettrico italiano a quelli degli altri paesi europei. Oggi ogni utente italiano subisce in media interruzioni della fornitura di durata complessivamente tripla rispetto a quanto registrato in Francia o nel Regno Unito.

Entro la stessa data si vuole ridurre la distanza che separa il Mezzogiorno dal resto d'Italia, oggi inaccettabile. In grave ritardo appaiono in particolare la Campania, la Calabria e la Sicilia, regioni in cui la durata media delle interruzioni risultava nel 2000 di 350 minuti all'anno, contro 180 minuti per il resto del Paese.

Un sistema di incentivi e disincentivi economici guida il miglioramento del servizio elettrico, sulla base delle decisioni assunte dall'Autorità nel dicembre del 1999. I dati relativi al 2000 indicano una riduzione del 10 per cento, rispetto al 1999, della durata media delle interruzioni la cui responsabilità sia attribuibile all'impresa distributrice.

Miglioramenti della qualità del servizio del gas deriveranno da altri interventi dell'Autorità, in particolare per quanto attiene la prevenzione delle fughe di gas. La percentuale di rete di distribuzione locale sottoposta annualmente a ispezione da parte degli esercenti si attesta oggi intorno al 30 per cento per la rete in bassa pressione e al 50 per cento per quella in media pressione: i divari fra gli esercenti dovranno ridursi in conseguenza dell'azione dell'Autorità.

La sicurezza e la continuità dell'erogazione del servizio di distribuzione del gas sono oggetto di un provvedimento con cui vengono stabiliti obblighi di ricerca delle fughe di gas dalle reti, di verifica dell'odorizzazione del gas e di miglioramento del servizio di pronto intervento. Con successivo provvedimento l'Autorità regolerà la sicurezza degli impianti nelle abitazioni e nel segmento delle attività dette "post-contatore" e definirà aspetti precedentemente lasciati all'iniziativa volontaria degli esercenti.

Verifiche e controlli

Concorrono all'opera di regolamentazione la diffusione della trasparenza delle informazioni e il confronto comparativo fra soggetti produttori ed erogatori. L'accesso alle informazioni consente agli utenti di stabilire rapporti interattivi e responsabili con gli esercenti, fornendo impulso al miglioramento della qualità dei servizi e alla loro efficienza.

Contribuiscono in questa prospettiva sia la separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita, sia una più chiara definizione delle responsabilità. Le numerose segnalazioni che giungono all'Autorità da consumatori e utenti hanno consentito di verificare l'attuazione delle nuove direttive.

Il progresso nella qualità del servizio è anche basato sull'azione di verifica e di controllo che l'Autorità svolge direttamente. È in fase di perfezionamento un protocollo d'intesa con la Guardia di Finanza, che consentirà uno sviluppo di controlli e verifiche.

L'applicazione di sanzioni è diretta principalmente ai casi di violazioni degli obblighi di servizio. L'Autorità ha concluso un'istruttoria formale avviata nei confronti dell'Enel Distribuzione per avere fornito dati non corretti sulla durata e numerosità delle interruzioni del servizio elettrico in Campania, Calabria e Sicilia, relativamente agli anni 1998 e 1999.

La sanzione comminata in esito a tale procedimento tiene conto del fatto che l'Autorità basa le proprie decisioni in materia tariffaria e di qualità del servizio sui dati forniti dalle imprese, e che l'efficacia della regolazione dipende crucialmente dall'attendibilità e dalla completezza dei dati forniti dagli esercenti. Essa riflette anche una considerazione per la situazione particolarmente vulnerabile in cui versano le tre regioni interessate.

La Commissione europea ha chiarito che gli obblighi di servizio vanno intesi nel senso di garanzia del diritto del consumatore ad accedere a servizi energetici dotati di caratteristiche qualitative definite e adeguate, a prezzi ragionevoli ed equi. È da ritenere che tali impegni debbano essere parte sostanziale del processo di armonizzazione richiesto per l'integrazione dei mercati nazionali nel mercato interno senza che, di converso, attraverso l'imposizione di obblighi di servizio pubblico vengano mantenuti per le imprese esistenti privilegi che ostacolino l'apertura del mercato.

Tutela dell'ambiente

La legge istitutiva dell'Autorità prevede che l'ordinamento tariffario tenga conto, tra le altre, delle esigenze di tutela dell'ambiente e di uso efficiente dell'energia. A giudizio dell'Autorità deve essere promosso l'impiego di strumenti economici che consentano di perseguire questi obiettivi con efficienza, favorendo il sorgere di nuove iniziative imprenditoriali e stimolando l'innovazione.

Il previsto mercato dei certificati verdi stimolerà la concorrenza e l'efficienza nelle soluzioni tecnologiche adottate per la generazione elettrica da fonti rinnovabili.

L'applicazione della legge quadro n. 36 del 2001, dedicata alla tutela della salute dai campi elettromagnetici, deve tener conto dei principi di precauzione, di proporzionalità e di gradualità. Nell'eventuale riconoscimento in tariffa dei costi sostenuti per il risanamento degli elettrodotti dovrà trovare considerazione l'equilibrio tra risultati attesi e oneri imposti.

La promozione delle nuove fonti rinnovabili di energia ha trovato un esempio applicativo nel programma per l'installazione di 10.000 tetti fotovoltaici avviato dal Ministero dell'ambiente. L'Autorità ha adottato le norme riguardanti gli allacciamenti e il contratto di scambio che consente all'utente, che sia dotato di un impianto fotovoltaico, di cedere le eccedenze alla rete in condizioni di parità.

Il Ministero dell'ambiente, di concerto con il Ministro dell'industria, ha emanato lo scorso aprile due decreti in materia di usi efficienti dell'energia nei settori dell'elettricità e del gas. Per la loro attuazione l'Autorità è impegnata nella definizione di "linee guida" per l'identificazione dei progetti, la loro selezione e la verifica dei risultati conseguiti.

La prevista realizzazione di un mercato secondario di titoli di efficienza energetica può costituire lo strumento economico più efficace per contenere i costi e massimizzare il beneficio per gli utenti e per il sistema.

REGOLAZIONE E CONCORRENZA

Il Parlamento italiano, nel dare attuazione alle direttive europee, ha impresso ai settori dell'elettricità e del gas un orientamento alla liberalizzazione che, per alcuni aspetti e pur in presenza di

difficoltà da superare, si presenta più avanzato di quello prevalente in alcuni grandi paesi europei.

È usuale, ma non corretto, misurare la liberalizzazione con un solo indicatore: la percentuale dei clienti cui è riconosciuto il diritto di scegliere il fornitore. Sulla base di tale indicatore l'Italia si colloca a livello intermedio tra i paesi europei. Per esercitare tale diritto occorre che le imprese godano di pari condizioni nell'accesso alle reti.

L'Italia ha optato per l'accesso regolato, anziché negoziato, alle infrastrutture di rete; essa è avviata a realizzare l'indipendenza dei gestori delle reti energetiche rispetto ai loro utilizzatori. L'assetto regolato fornisce garanzie più certe di accesso libero e a condizioni non discriminatorie: la proposta di nuova direttiva energetica formulata dalla Commissione europea lo indica come riferimento esclusivo.

Il potenziamento delle infrastrutture di rete è favorito dall'affidamento a soggetti d'impresa a ciò dedicati, da una disciplina tariffaria incentivante e da requisiti di continuità del servizio assistiti da sanzioni nel caso di inadempienza.

Le modalità con cui si realizza in Italia la liberalizzazione, per il complesso delle decisioni prese dal Parlamento, dal Governo e, per le sue competenze, dall'Autorità 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 che sono previste dalle norme di liberalizzazione o che sono comunque in corso generano imponenti flussi finanziari che l'impresa può utilizzare per la sua riconversione strategica, trovando in altre attività compensazione per lo spazio di mercato che deve cedere.

Inoltre, la disciplina delle tariffe e dei prezzi 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, con onere aggiuntivo per i consumatori nella fase transitoria.

La disponibilità di risorse finanziarie consente l'attuazione di strategie di riposizionamento produttivo: è necessario che tali strategie procedano senza ostacolare e ritardare lo sviluppo dei competitori sul mercato nazionale, in modo che i benefici della concorrenza possano rapidamente compensare i consumatori per gli oneri sopportati nella transizione.

L'Eni è avviata a ricercare occasioni di sviluppo in una prospettiva di crescita come impresa energetica, specializzata nella ricerca, produzione e trasporto di petrolio e di gas naturale, a livello mondiale.

L'Enel ricerca opportunità di diversificazione in settori contigui di servizi di pubblica utilità, secondo il modello detto di multiutility. *La diversificazione è intesa realizzare economie di scala e di gamma, favorendo la redditività. L'affermarsi di un modello di impresa* multiutility *pone tra l'altro l'esigenza di rafforzare il coordinamento nella regolazione dei diversi servizi.*

Lo sviluppo della concorrenza e la tutela dell'interesse dei 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.

Alcuni aspetti riscontrabili nelle recenti iniziative di espansione in Europa intraprese da Electricité de France *fanno sorgere forti perplessità. Infatti, mentre nel regime di monopolio legale l'impresa concessionaria dell'attività di servizio pubblico può godere di trattamenti particolari, anche in corrispondenza degli obblighi*

di servizio senza che ne risulti leso l'interesse di terzi, tali condizioni non sono ammissibili quando l'impresa si affaccia su mercati concorrenziali.

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.

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.

Nel suo recente rapporto sulla riforma della regolazione in Italia, l'OCSE esprime apprezzamento per il processo di liberalizzazione in atto. Il rapporto dell'OCSE invita anche ad accrescere la concorrenza nei due settori dell'energia elettrica e del gas, a rimuovere le barriere che possono ostacolare l'ingresso e la formazione di nuove imprese e gli investimenti, a rivedere i meccanismi di riconoscimento dei costi per la transizione riducendone la portata. L'Autorità intende raccogliere il suggerimento formulato dall'OCSE di sottoporre gli esiti della regolazione ad attenta sorveglianza, adottando metodi di valutazione comparata dei suoi costi e benefici.

È in atto in Europa un rafforzamento del ruolo dei regolatori. Nei settori energetici tutti i paesi europei, con la sola eccezione della Germania, hanno istituito un organismo indipendente di regolazione.

Nuove forme di coordinamento vengono istituite per i regolatori dei mercati finanziari – come esito del "Rapporto Lamfalussy" – e delle telecomunicazioni: alle autorità di regolazione nazionali viene attribuito un ruolo consultivo nel processo di formazione delle decisioni in sede comunitaria. Analoghe previsioni potrebbero essere incluse nelle determinazioni che il Consiglio europeo potrà adottare integrando le direttive esistenti in materia di elettricità e di gas.

Fin dalla sua costituzione, questa Autorità ha collaborato con gli organismi di regolazione degli altri paesi europei, essendo parte attiva nella costituzione dell'organismo di raccordo, il Consiglio dei regolatori europei dell'energia, nello svolgimento delle sue attività e nella preparazione delle sue proposte. Essa partecipa alle attività promosse dalla Commissione europea, come il Forum *di Firenze per la regolazione dell'elettricità e quello di Madrid per la regolazione del gas.*

Con una recente disposizione l'Autorità ha orientato la predisposizione dei documenti di fatturazione in euro a partire dal secondo semestre di quest'anno, imponendo procedure di calcolo che evitino distorsioni negli arrotondamenti.

Per svolgere i suoi compiti nel contesto dell'intenso mutamento descritto, l'Autorità opera oggi con 70 dipendenti. Per porre rimedio all'inadeguatezza quantitativa della compagine sono stati avviati concorsi per posti in ruolo e selezioni per contratti a tempo determinato, resi possibili anche dalla legge 29 dicembre 2000, n. 422, che, in relazione ai compiti assegnati all'Autorità dai decreti di liberalizzazione dei due settori, ha elevato di 30 unità il numero di contratti a termine che essa ha facoltà di attivare.

Mi è gradito rivolgere in questa sede un ringraziamento al personale dell'Autorità per il grande impegno profuso nell'assolvimento delle proprie funzioni, con dedizione e competenza.

Signor Presidente, Autorità, Signore e Signori,

talvolta le esigenze della liberalizzazione e quelle delle privatizzazioni dei servizi di pubblica utilità non coincidono in quanto la liberalizzazione può nell'immediato ridurre il valore di mercato delle imprese già monopoliste. Un percorso di riforma rallentato e incompleto può accentuare i contrasti: esso creerebbe incertezza, ostacolerebbe lo sviluppo dei settori, accentuerebbe la fisiologica contrapposizione tra gli interessi degli utenti e quelli degli azionisti. Allungando lo sguardo oltre il breve periodo si riscontra invece una convergenza tra i diversi interessi che fanno capo alla collettività: è quindi opportuno che la liberalizzazione sia attuata e portata a compimento in tempi ravvicinati e certi.

L'Autorità ha sperimentato nei suoi quattro anni di operatività una fruttuosa ed efficace collaborazione con il Governo, con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, con le altre pubbliche amministrazioni. Ha recato al Parlamento in numerose occasioni contributi per la valutazione dei problemi, osservazioni, proposte.

Al Parlamento e al Governo l'Autorità assicura la più intensa e attenta collaborazione. Essa si attiene con deferente rispetto alle norme e alle indicazioni che il Parlamento le rivolge.

Autorità per l'energia elettrica e il gas	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità per l'energia elettrica e il gas Servizio documentazione e studi Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano Tel 02655651 e-mail: info@autorita.energia.it
Progetto grafico *Impaginazione*	Barbara Forni, Sergio Menichelli Ruta Fotolito e Prestampa

Pubblicazione della
Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel 0685981

Direttore: Mauro Masi

Coordinamento editoriale	Giovanni Mazzà
Stampa e diffusione	Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato Stabilimento Salario Roma, 2001

(4601175/2) Roma, 2001 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - S.

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

(30 aprile 2001)

INDICE

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO:

INTRODUZIONE . . . . . *Pag.* 49

I MUTAMENTI DEL QUADRO ISTITUZIONALE 50

L'attuazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 50

Verso la disciplina del nuovo mercato elettrico . . . 54

GLI INDIRIZZI EUROPEI 57

Il documento sulla sicurezza energetica della Commissione europea 57

Le nuove direttive proposte dalla Commissione europea 59

LA CONGIUNTURA ENERGETICA E LA FISCALITÀ 60

I prezzi internazionali delle fonti energetiche 60

La fiscalità energetica 65

I TEMI AMBIENTALI 68

Le principali novità del panorama normativo nazionale 68

L'azione di indirizzo della Commissione europea . . 74

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ENERGETICO:

INTRODUZIONE 83

L'EVOLUZIONE SETTORIALE 84

La congiuntura elettrica: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione 84

La *performance* delle maggiori imprese del settore elettrico 92

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO 97

Le modifiche della struttura dell'offerta e lo sviluppo di nuovi operatori 97

Gli assetti proprietari e organizzativi delle reti di trasmissione 101

Caratteristiche dei clienti idonei ed evoluzione dei riconoscimenti 103

Primi risultati dell'indagine sui clienti idonei .... *Pag.* 107

L'organizzazione del mercato dei servizi ancillari in alcuni paesi 109

La liberalizzazione dell'attività di misura nei paesi europei 113

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE . 116

Confronti internazionali dei prezzi 116

Liberalizzazioni e prezzi dell'elettricità nei paesi europei 122

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi aggregati 124

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO 126

Lo stato della qualità del servizio 126

La continuità del servizio 134

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio elettrico 144

3. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE DEL GAS:

INTRODUZIONE 148

L'EVOLUZIONE SETTORIALE 149

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione 149

La *performance* delle maggiori imprese del gas ... 153

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO 158

La struttura del mercato 158

Il mercato locale del GPL e degli altri gas 160

Gli assetti proprietari delle reti di trasporto nazionali 165

L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas 169

Le criticità del sistema di approvvigionamento 174

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE . 176

Confronti internazionali di prezzo 176

Petrolio, gas e tariffe finali: confronto di andamenti . 181

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi nazionali 184

Le tariffe di trasporto in alta pressione 192

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO ..... *Pag.* 197

L'andamento degli indicatori di qualità 197

La sicurezza del servizio 205

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas 213

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO:

INTRODUZIONE 217

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA .. 221

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre 2000 e per l'anno 2001 221

Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato 224

Aggiornamento dei corrispettivi delle tariffe di vettoriamento e trasporto 229

Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica 231

Perequazione tariffaria 235

Applicazione della riforma tariffaria alle imprese elettriche minori 238

Aggiornamento bimestrale tariffe elettriche 239

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO 243

Allocazione della capacità di interconnessione 243

Completamento della disciplina sul vettoriamento . 247

Attività in materia di disciplina del mercato elettrico e dell'acquirente unico 250

Nuove procedure per l'idoneità all'acquisto di elettricità sul mercato libero 254

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate 255

Criteri per la definizione di cogenerazione e revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità 256

Finanziamento del Grtn 257

Direttive al Grtn per l'adozione di regole tecniche . 258

Cassa conguaglio per il settore elettrico 259

ATTIVITÀ DI CONTROLLO 260

Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti 260

5. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE DEL GAS:

INTRODUZIONE ..... *Pag.* 262

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO 264

Tariffe di distribuzione e fornitura 264

Tariffe di trasporto, dispacciamento, stoccaggio e terminali di GNL, distribuzione locale per i clienti vincolati 266

Aggiornamento bimestrale delle tariffe gas per la parte relativa alla materia prima 268

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DI MERCATO 272

Autocertificazione dei clienti idonei 272

Attività di regolamentazione tecnica per la gestione del sistema (codici di rete, stoccaggio e distribuzione) 273

Parere sulla definizione della rete nazionale dei gasdotti 278

Unbundling amministrativo e contabile 280

ATTIVITÀ DI CONTROLLO 281

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente 281

Accertamenti tecnici e verifiche sugli esercenti 281

6. L'ATTIVITÀ SVOLTA: QUALITÀ DEL SERVIZIO E TUTELA DI CONSUMATORI E UTENTI:

INTRODUZIONE 282

REGOLAMENTAZIONE E CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI 283

La nuova regolazione della qualità commerciale .. 284

L'attuazione della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica . 291

Attività di vigilanza 294

La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas 295

LA TUTELA DEL RAPPORTO DI UTENZA 298

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio elettrico: effetti della nuova regolazione 298

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio gas . *Pag.* 301

Codici di condotta commerciale 303

Diritto fisso e cambio di contratto per la fornitura dell'energia elettrica 306

Valutazione di reclami, istanze e segnalazioni 307

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI:

INTRODUZIONE 310

RAPPORTI CON ISTITUZIONI PUBBLICHE 310

Rapporti con Governo e Parlamento 310

RELAZIONI INTERNAZIONALI 312

Attività dei *Forum* dei regolatori dell'Unione europea 312

Attività dei CEER e rapporti con altri regolatori . . 316

Attività di relazione internazionale 316

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE, CONTROLLO E STATO DEL CONTENZIOSO 318

La consultazione dei soggetti interessati 318

Sintesi delle attività di controllo tecnico 320

Stato del contenzioso 323

ANALISI E DOCUMENTAZIONE 325

Seminari e convegni 325

Sito Internet 326

8. PERSONALE, RISORSE E GESTIONE FINANZIARIA:

PERSONALE 328

Politiche del personale 328

Relazioni con le organizzazioni sindacali 329

La compagine 330

INFRASTRUTTURE 332

Le risorse informatiche 332

Servizi della biblioteca 333

GESTIONE FINANZIARIA 334

GLOSSARIO 336

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 Aliquote dell'imposta di consumo sull'energia elettrica. Forniture locali e luoghi diversi dalle abitazioni ..... *Pag.* 66

Tav. 1.2 Imposta di consumo sul gas metano 67

Tav. 1.3 Gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico nella distribuzione elettrica e del gas 71

Tav. 1.4 Lo sviluppo dei certificati verdi in alcuni paesi dell'Unione europea 78

Tav. 2.1 Bilancio dell'energia elettrica in Italia 85

Tav. 2.2 Importazioni nette di energia elettrica in Italia 86

Tav. 2.3 Consumi di energia elettrica per tipologia di mercato 87

Tav. 2.4 Consumi di energia elettrica per settore ... 88

Tav. 2.5 Consumi di combustibili nella produzione di energia termoelettrica e produzione per tipo di combustibile 90

Tav. 2.6 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore elettrico: Enel S.p.A. 94

Tav. 2.6 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore elettrico: Edison S.p.A. 95

Tav. 2.6 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore elettrico: Sondel S.p.A. 96

Tav. 2.7 Il mercato della produzione 97

Tav. 2.8 Vendite sul mercato libero per operatore nel 2000 100

Tav. 2.9 Assetto organizzativo e proprietario della rete di trasmissione nazionale in alcuni paesi europei 102

Tav. 2.10 Andamento dei consumi facenti capo ai clienti idonei 104

Tav. 2.11 Andamento del numero di riconoscimenti di clienti idonei 104

Tav. 2.12 Andamento del numero di siti di consumo facenti capo ai clienti idonei 105

Tav. 2.13 Ripartizione territoriale dei soggetti riconosciuti idonei . . . . . *Pag.* 105
Tav. 2.14 Composizione dei clienti idonei « grossisti e « distributori 106
Tav. 2.15 Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche per tipologia di consumo nei paesi europei 118
Tav. 2.16 Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali per tipologia di consumo nei paesi europei 120
Tav. 2.17 Indici mensili dei prezzi dell'energia elettrica 125
Tav. 2.18 Adozione della Carta dei servizi 127
Tav. 2.19 Riepilogo relativo a standard specifici: Enel S.p.A. 129
Tav. 2.20 Riepilogo relativo a standard specifici: imprese distributrici locali con più di 10.000 clienti 130
Tav. 2.21 Riepilogo relativo a standard specifici: imprese distributrici locali con meno di 10.000 clienti 131
Tav. 2.22 Rimborsi ai clienti 133
Tav. 2.23 Evoluzione del numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso . 133
Tav. 2.24 Interruzioni senza preavviso lunghe: Enel S.p.A. 135
Tav. 2.25 Interruzioni senza preavviso lunghe depurate da eventi dovuti a situazioni straordinarie o causati da terzi: Enel S.p.A. 135
Tav. 2.26 Interruzioni con preavviso: Enel S.p.A. . . . 136
Tav. 2.27 Ripartizione dei clienti secondo la nuova e vecchia classificazione territoriale 137
Tav. 2.28 Numero delle interruzioni con preavviso: Enel S.p.A. 138
Tav. 2.29 Durata delle interruzioni con preavviso: Enel S.p.A. 139
Tav. 2.30 Interruzioni con preavviso: principali imprese distributrici locali 140
Tav. 2.31 Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe: Enel S.p.A. 141
Tav. 2.32 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe: Enel S.p.A. 142
Tav. 2.33 Numero e durata delle interruzioni senza preavviso lunghe: principali imprese distributrici locali 143
Tav. 2.34 Soddisfazione complessiva delle famiglie per il servizio elettrico (per tipo di centro abitato) 146

Tav. 2.35 Soddisfazione complessiva delle famiglie per il servizio elettrico (per ripartizione territoriale) . . . . . *Pag.* 146
Tav. 2.36 Soddisfazione per alcuni fattori della qualità del servizio elettrico 147
Tav. 3.1 Bilancio del gas naturale 152
Tav. 3.2 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore del gas naturale: Snam S.p.A. 154
Tav. 3.2 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore del gas naturale: Italgas S.p.A. 155
Tav. 3.2 Conto economico e indicatori tecnici e reddituali dei maggiori operatori del settore del gas naturale: Camuzzi-Gazometri S.p.A. . . . 156
Tav. 3.3 Rete nazionale dei gasdotti: lunghezza in km per tipologia di gasdotto e proprietari 168
Tav. 3.4 Prezzo del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche 177
Tav. 3.5 Prezzo del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali 178
Tav. 3.6 Evoluzione del petrolio e degli indici armonizzati dei prezzi al consumo del gas 182
Tav. 3.7 Indici mensili dei prezzi del gas per usi domestici 185
Tav. 3.8 Tariffe del gas naturale nei capoluoghi di regione 187
Tav. 3.9 Prezzi del gas naturale nei capoluoghi di regione 188
Tav. 3.10 Imposte sul gas 191
Tav. 3.11 Tariffe di trasporto in alta pressione per diversi tipi di contratto 196
Tav. 3.12 Grado di adozione della Carta dei servizi . . 198
Tav. 3.13 Riepilogo relativo a standard specifici: grandi esercenti 200
Tav. 3.14 Riepilogo relativo a standard specifici: medi esercenti 201
Tav. 3.15 Riepilogo relativo a standard specifici: piccoli esercenti 202
Tav. 3.16 Rimborsi ai clienti 203
Tav. 3.17 Evoluzione del numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo 204
Tav. 3.18 Rete interrata ispezionata: bassa pressione . 206
Tav. 3.19 Rete interrata ispezionata: media pressione . 206
Tav. 3.20 Odorizzazione del gas: grandi esercenti . . 208
Tav. 3.21 Pronto intervento: grandi esercenti 210

Tav. 3.22 Telecontrollo e gruppi di riduzione finale in antenna: grandi esercenti . . . . . *Pag.* 212
Tav. 3.23 Soddisfazione per alcuni fattori della qualità del servizio gas 214
Tav. 3.24 Percezione del livello di sicurezza del servizio gas 216
Tav. 5.1 Riepilogo delle più recenti variazioni tariffarie ai sensi della delibera n. 52/99 268
Tav. 6.1 Confronto tra gli standard definiti dalle principali imprese distributrici di energia elettrica nelle Carte dei servizi e livelli specifici di qualità definiti dall'Autorità per gli utenti alimentati in bassa tensione 287
Tav. 6.2 Rimborsi previsti dalla delibera dell'Autorità n. 201/99 289
Tav. 6.3 Rimborsi corrisposti ai clienti nel II semestre 2000 per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale 289
Tav. 6.4 Distribuzione per regione dei rimborsi (solo gruppo Enel) 290
Tav. 6.5 Livelli base e livelli di riferimento relativi a indicatori di sicurezza 296
Tav. 6.6 Livelli base e livelli di riferimento relativi a indicatori di continuità 296
Tav. 6.7 Reclami, richieste di informazione e segnalazioni ricevute dall'Autorità 308
Tav. 6.8 Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazione ricevuti dall'Autorità 309
Tav. 7.1 Sintesi delle attività di consultazione 319
Tav. 7.2 Sintesi dei controlli tecnici eseguiti 321
Tav. 7.3 Esiti dei controlli tecnici eseguiti 322
Tav. 7.4 Ricorsi avverso le decisioni dell'Autorità . . 324
Tav. 7.5 Stato del contenzioso 325
Tav. 8.1 Pianta organica 330
Tav. 8.2 Composizione del personale al 30 aprile 2001 331
Tav. 8.3 Composizione del personale al 30 aprile 2001 per carriera e qualifica 331
Tav. 8.4 Retribuzioni contrattuali lorde per carriera e grado 332
Tav. 8.5 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto 335
Tav. A Fattori di conversione di unità di misura dell'energia 343
Tav. B Potere calorifico inferiore convenzionale del greggio e dei principali prodotti petroliferi . 353

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 Prezzo internazionale del greggio ..... *Pag.* 61
Fig. 1.2 Prezzi internazionali dei combustibili 62
Fig. 1.3 Prezzi medi *cif* all'importazione del gas naturale nei principali paesi europei 63
Fig. 2.1 Quote di mercato nella produzione di energia elettrica 98
Fig. 2.2 Andamento dei prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali 123
Fig. 2.3 Insoddisfazione degli utenti per il servizio elettrico 147
Fig. 3.1 Quote della distribuzione canalizzata di GPL sul totale della distribuzione 162
Fig. 3.2 Prezzo del GPL e del metano a confronto . 163
Fig. 3.3 Prezzi medi *fob posting*/*contracts* del propano per paese di origine 164
Fig. 3.4 Confronto tra indice Istat e prezzo medio del gas 186
Fig. 3.5 Insoddisfazione degli utenti del servizio gas . 215
Fig. 5.1 Tariffe del gas naturale al netto delle imposte: evoluzione rispetto al prezzo del petrolio .. 270
Fig. 5.2 Tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte 271
Fig. 5.3 Modello normativo degli obblighi, compiti e obiettivi principali nelle attività di trasporto e dispacciamento 277
Fig. 7.1 Numero di richieste complessive effettuate sul sito www.autorita.energia.it 327

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

INTRODUZIONE

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

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

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

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

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

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

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

1 MUTAMENTI DEL QUADRO ISTITUZIONALE

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

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

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

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

Principali finalità della liberalizzazione sono:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Verso la disciplina del nuovo mercato elettrico

L'organizzazione del mercato elettrico

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La direttiva sull'operatività dell'Acquirente Unico

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

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

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

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

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

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

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

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

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

GLI INDIRIZZI EUROPEI

Il documento sulla sicurezza energetica della Commissione europea

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

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

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

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

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

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

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

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

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

prefigge è quello di raddoppiarne la quota (dal 6 al 12 per cento) nel bilancio energetico ed elevare dal 14 al 22 per cento quella dell'elettricità ottenuta con tali fonti entro il 2010. Vengono individuate misure di sostegno fiscale e finanziario per il conseguimento dell'obiettivo, anche attraverso forme di finanziamento incrociato fra fonti dotate di diversa redditività;

- per quanto riguarda la fonte nucleare, nonostante l'orientamento maturato della maggior parte degli Stati membri ad abbandonare di questa opzione, il Libro Verde suggerisce di continuare la ricerca sulle tecnologie di gestione dei residui e sulla loro attuazione pratica in condizioni ottimali di sicurezza;
- per gli idrocarburi, le cui importazioni appaiono in ulteriore crescita, il Libro Verde suggerisce di rafforzare il meccanismo di formazione delle scorte strategiche e di ricercare nuove linee di importazione.

La nuove direttive proposte dalla Commissione europea

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

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

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

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

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

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

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

LA CONGIUNTURA ENERGETICA E LA FISCALITÀ

I prezzi internazionali delle fonti energetiche

Il petrolio

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

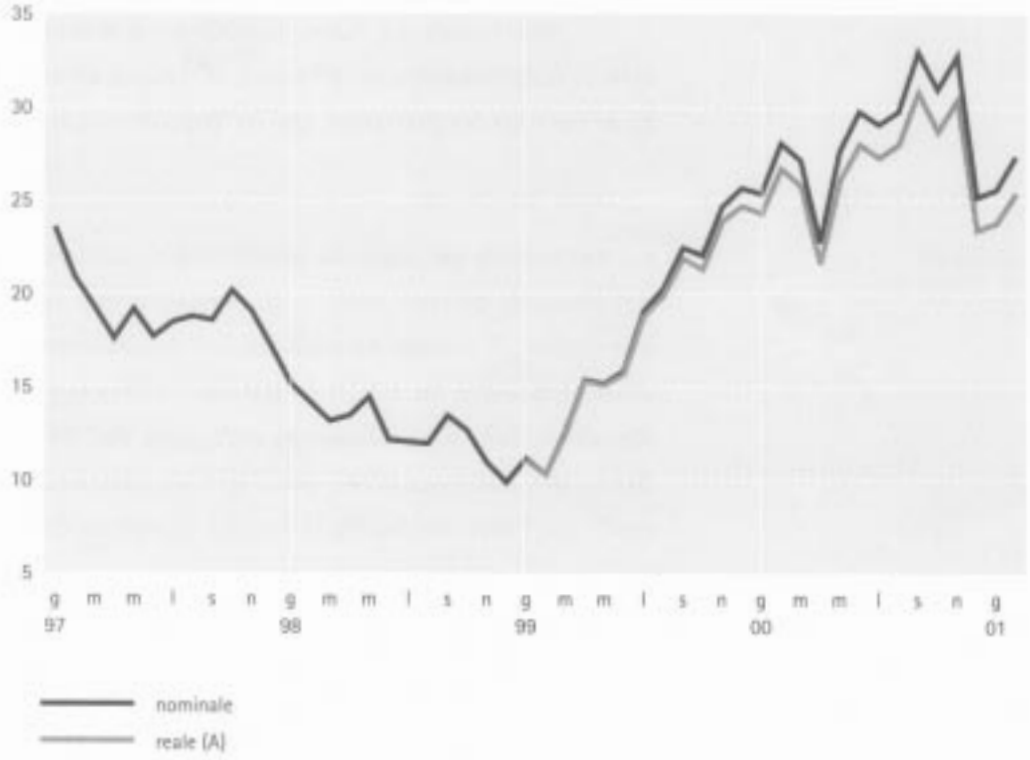
In dicembre il prezzo di un barile di greggio (25,1 dollari) è tornato sui valori di gennaio (25,3 dollari), ma durante l'anno - e specialmente nella seconda metà del 2000 - la quotazione ha sfiorato i 33 dollari per barile.

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

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

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

Dollari per barile, prezzo nominale e reale



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

Fonte: Elaborazioni su dati *Economist* e OCSE.

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

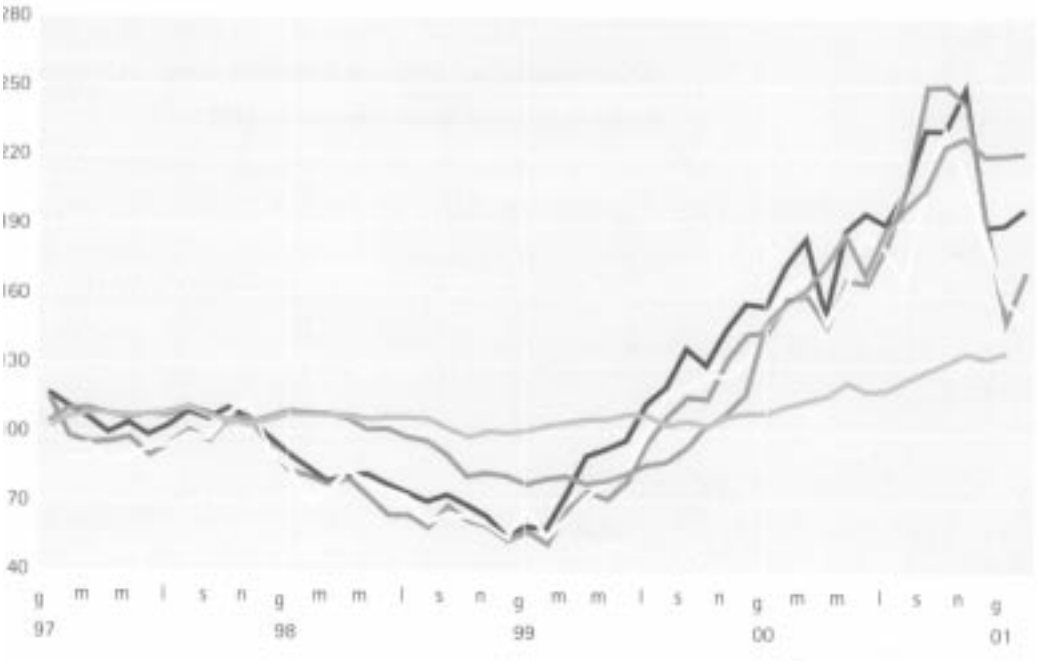
Altri fattori che hanno contribuito a mantenere elevate le quotazioni sono stati la forte domanda di raffinati e la crescita dei noli marittimi, dovuta alla carenza di navi nel Mediterraneo, che ha impedito gli arbitraggi tra destinazioni diverse.

I derivati

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

PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI

Lire correnti (medie mensili; numeri indice 1996=100)



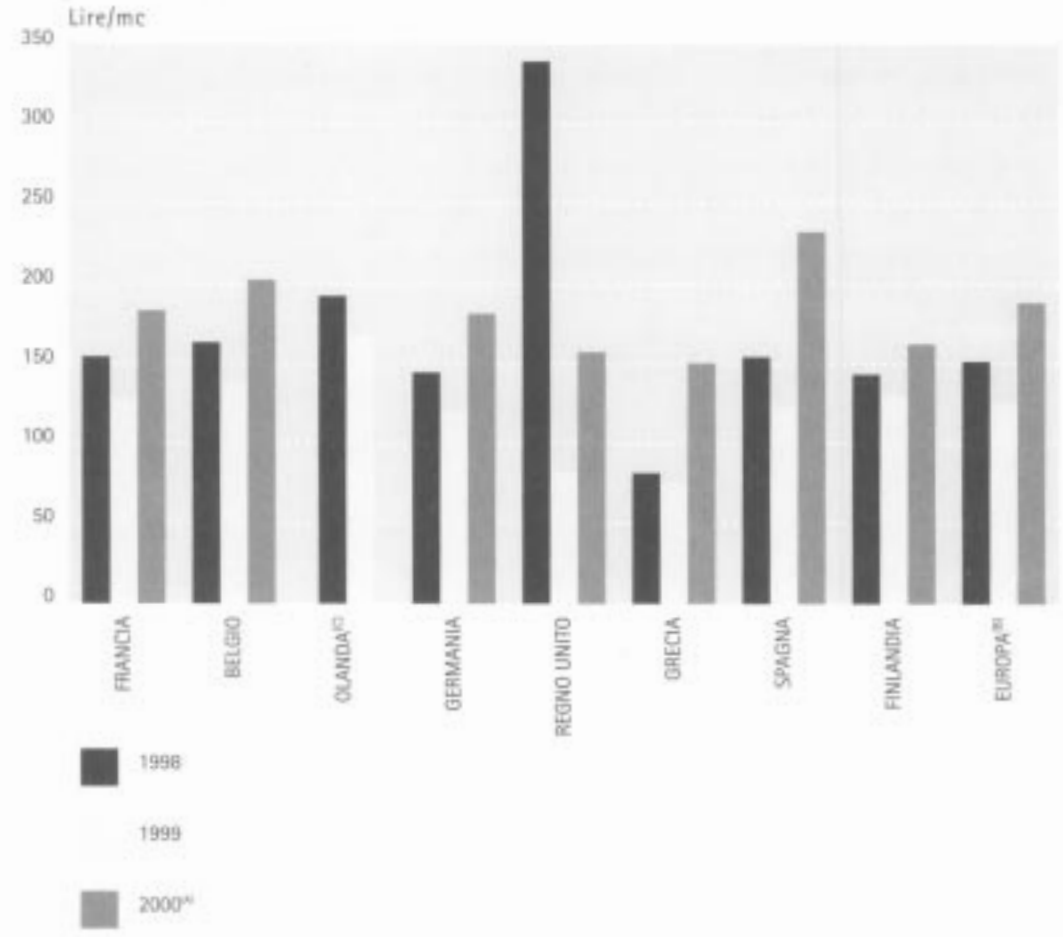
Fonte: Elaborazioni su dati *Platt's, WGI.*

Il gas naturale

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

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

FIG. 1.3 PREZZI MEDI *CIF* ALL'IMPORTAZIONE DEL GAS NATURALE NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



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

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

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

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

La fiscalità energetica

Le imposte sui consumi di energia elettrica

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

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

- è stata eliminata l'addizionale erariale istituita con il decreto legge 30 settembre 1989, n. 332[1];
- il regime agevolativo previsto per la soppressa addizionale erariale è stato applicato all'imposta erariale;
- è stata eliminata la diversificazione delle aliquote dell'imposta erariale, con l'introduzione di un'aliquota unica di 6 lire per KWh in luogo delle due precedentemente in vigore (4,10 lire per consumi fino a 200.000 KWh/mese, e 2,5 lire per consumi ulteriori);
- è stata introdotta una nuova esenzione basata sul quantitativo di energia elettrica consumata mensilmente negli stabilimenti industriali: qualora venga superato il consumo di 1.200 GWh, l'intero consumo (e non solo il consumo ulteriore) risulterà esente dall'imposta; per la determinazione dell'esenzione sarà preso a riferimento il consumo nei soli mesi in cui il limite suddetto verrà superato;
- è stata prevista l'esclusione dalla base imponibile dell'imposta l'energia elettrica impiegata nei processi industriali elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici; pertanto in questi impieghi non potrà essere applicata, oltre all'imposta erariale, l'addizionale provinciale;
- è stata prevista l'esenzione dall'imposta di consumo dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione alimentati anche con carbone di origine nazionale.

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

---

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

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

Lire/kwh

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

(A) Per le agevolazioni e le esenzioni si veda il testo del paragrafo.
(B) Le Province possono incrementare l'imposta fino a 22 lire/kWh.

Fonte: Legislazione nazionale.

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

La fiscalità sul gas naturale

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

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

TAV. 1.2 **IMPOSTA DI CONSUMO SUL GAS METANO**

Anni 2000-2001

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

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

Fonte: Legislazione nazionale.

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

Le aliquote di accisa introdotte dal decreto n. 268 sono state confermate per il periodo 1° gennaio 2001-30 giugno 2001 dalla legge finanziaria per il 2001. Tale legge ha inoltre introdotto una riduzione del 40 per cento sull'accisa praticata sul gas metano impiegato per uso industriale (termoelettrici esclusi) con consumi superiori a 1.200.000 metri cubi all'anno[2].

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

Fiscalità ambientale

Alla fine del 1999 il Governo aveva deciso di rimandare la fissazione delle nuove aliquote di *carbon tax* per il 2000 in considerazione della dinamica dei prezzi del petrolio nel corso dell'anno e delle conseguenti ripercussioni sui prezzi dei derivati e quindi sui prezzi al consumo[3].

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

Inoltre, la legge finanziaria per il 2001 ha introdotta l'esenzione dalla *carbon tax* per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di ri-gassificazione, che si aggiunge alla già citata esenzione dal pagamento dell'imposta di consumo[5].

I TEMI AMBIENTALI

Le principali novità del panorama normativo nazionale

La legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico

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

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

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

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

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

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

I gestori degli elettrodotti sono tenuti a presentare, entro termini prestabiliti, piani di risanamento allo scopo di rispettare i limiti, i valori e gli obiettivi di qualità di cui sopra. I criteri di elaborazione dei piani di risanamento verranno determinati con apposito DPCM, su proposta del Ministero dell'ambiente. Il risanamento deve essere completato entro dieci anni dall'entrata in vigore della legge, ma entro la fine del 2004 e del 2008 deve comunque essere concluso il risanamento degli elettrodotti che non risultino conformi rispettivamente ai limiti di cui all'art. 4 e alle condizioni di cui all'art. 5 del DPCM 23 aprile 1992[6]. I piani sono soggetti all'approvazione delle Regioni per le linee con tensione non superiore a 150 KV e a quella del Ministero dell'ambiente per le linee con tensione superiore.

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

---

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

La legge chiarisce le competenze e le funzioni assegnate allo Stato rispetto a quelle assegnate alle regioni e agli enti locali[7]; prevede l'istituzione di un catasto nazionale delle sorgenti fisse e mobili e delle zone territoriali interessate; regolamenta la definizione di nuove procedure per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti; definisce le responsabilità per i controlli e le sanzioni in caso di inadempienza.

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

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

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

I decreti ministeriali sul risparmio energetico e le fonti rinnovabili

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

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

I decreti determinano:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'azione di indirizzo della Commissione europea

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

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

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

- il raddoppio dei consumi di energia da fonti rinnovabili rispetto al livello registrato nel 1997; per il settore elettrico questo obiettivo comporterebbe, secondo le stime della Commissione, un aumento della quota di consumi di energia "verde" dal 14 al 22 per cento (dal 3,2 al 12,5 per cento se si escludono i grandi impianti idroelettrici)[8];
- il raddoppio della quota di produzione elettrica da cogenerazione rispetto al livello raggiunto nel 1994 (dal 9 al 18 per cento)[9];
- lo sfruttamento del potenziale di risparmio energetico negli usi finali, stimato pari al 18 per cento degli attuali livelli di consumo dell'Unione[10].

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

9 Comunicazione sulla cogenerazione COM (1997) 514.

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

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

Per quanto attiene alle fonti rinnovabili la Proposta di direttiva presentata dalla Commissione al Consiglio nel 2000[11] prevede l'obbligo per gli Stati membri di definire obiettivi annuali di consumo di energia elettrica "verde" che risultino coerenti con gli obiettivi indicativi stabiliti dal Libro Bianco sulle fonti rinnovabili approvato dalla Commissione nel maggio 1998 e con gli impegni assunti dall'Unione europea nell'ambito del Protocollo di Kyoto[12]. Per l'Italia il *burden sharing* suggerito dalla Commissione prevede un obiettivo pari al 25 per cento nel 2010 rispetto al 16 per cento registrato nel 1997 (15 per cento rispetto al 4,5 per cento se si escludono i grandi impianti idroelettrici).

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

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

---

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

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

Un'impostazione favorevole alla promozione delle energie rinnovabili caratterizza anche la revisione delle *Linee guida sugli aiuti di stato per la protezione dell'ambiente* varate dalla Commissione nel 1994[13]. Nella concessione di aiuti all'investimento o al funzionamento le nuove *Linee guida* lasciano agli Stati membri libertà di scelta tra diverse opzioni.

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

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

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

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

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

Lo sviluppo dei certificati verdi

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

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

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

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

PAESE	INIZIO	SOGGETTI A OBBLIGO	ESCLUSIONI	PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO/ MULTE	VALIDITÀ/ *banking*/ *borrowing*	COMMERCIO INTERNAZIONALE
AUSTRIA	2001	Consumatori finali	In discussione	In discussione	In discussione	In discussione	No
BELGIO (FIANDRE)	2001	Venditori	Energia da rifiuti	Nessuno	2-5 FB (pagato al regolatore)	Validità di due anni; *banking*	Limitato ai Flanders fino alla conclusione di accordi bilaterali
DANIMARCA	2001-02	Consumatori finali	Energia da rifiuti; Idro>10MW	0,10 DKK/kWh	0,27 DKK/kWh che confluisce in un Fondo per le energie rinnovabili	Validità illimitata; *banking*; *borrowing* con deposito cauzionale	Si (probabilmente), ma soggetto a restrizioni
ITALIA	2001	*Produttori e importatori*	*Impianti idroelettrici da pompaggio*	*Di fatto rappresentato dal prezzo di vendita dei certificati del GRTN*	*Esclusione dal mercato*	*Validità annuale; no banking; borrowing a prezzo definito*	*Si, con legame con l'importazione di elettricità*
OLANDA	2001	Partecipazione volontaria	Energia da rifiuti				Si
REGNO UNITO	Ottobre 2001	Venditori	Energia da rifiuti; Idro>10MW	Nessuno	Circa 5 cEuro/kWh + compliance 'bonus'	Validità illimitata; *banking* e *borrowing* soggetti a limite quantitativo	Si, soggetto a restrizioni
SVEZIA	2003 (A)	Consumatori finali/ distributori	Probabilmente Idro>10MW	In discussione	In discussione	In discussione	Si, probabilmente dal 2006

(A) In fase di discussione.

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

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

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

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

Nel campo della lotta contro l'acidificazione, l'eutrofizzazione e il cosiddetto "buco" dell'ozono stratosferico, nel novembre 2000 il Consiglio Europeo ha adottato una Posizione comune[16] sulla proposta di revisione della direttiva 88/609 sui grandi impianti di combustione (LCPD, *Large Combustion Plant Directive*). La nuova direttiva ha come obiettivo quello di introdurre limiti più restrittivi alle emissioni di biossido di azoto (SO2), ossidi di azoto (NOX) e polveri, giustificati dagli avanzamenti tecnologici verificatisi dalla data di entrata in vigore della direttiva; essa estende il proprio campo di applicazione alle turbine alimentate a gas, introduce limiti di emissione per gli impianti alimentati a biomassa e incoraggia la cogenerazione. La posizione comune del Consiglio, estende l'applicazione della nuova direttiva a tutti gli impianti di combustione di potenza uguale o superiore a 50 MW, inclusi quelli esistenti prima dell'entrata in vigore della direttiva 88/609.

---

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

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

16 *Common Position* 52/2000.

La Posizione comune distingue tre categorie di impianto:

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

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

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

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

Il Terzo rapporto di valutazione sui cambiamenti climatici dell'IPCC

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

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

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

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

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

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

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

Il rapporto esamina anche il potenziale di riduzione rappresentato dal ricorso ai cosiddetti sink, *cioè alle opzioni di assorbimento del carbonio attraverso politiche di riforestazione e di utilizzo del suolo, e approfondisce i problemi tecnici di contabilizzazione dell'impatto sulle emissioni di questo tipo di interventi.*

*Particolare attenzione viene infine dedicata all'importanza di identificare e sfruttare le interazioni potenzialmente positive tra politiche di lotta ai cambiamenti climatici e le altre politiche settoriali; di promuovere interventi di riduzione delle emissioni in tempi ravvicinati (le cosiddette "*early actions*") per accrescere la flessibilità del processo di stabilizzazione delle concentrazioni di emissioni di gas serra; di coordinare gli interventi in settori e paesi diversi; di favorire la gradualità delle azioni; di valutare le interazioni tra efficacia ambientale, efficienza economica ed equità degli interventi.*

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

A circa due anni dall'avvio della liberalizzazione del mercato, con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, gli aspetti critici del passaggio al nuovo regime sono emersi con chiarezza. Nell'anno 2000, il gruppo Enel S.p.A., con le sue consociate operanti nei settori della produzione, distribuzione e vendita, ha continuato a coprire quote rilevanti dei rispettivi mercati. Nelle vendite al mercato libero si sono affacciati nuovi soggetti (grossisti e *trader*), con i due principali operatori che soddisfano il 60 per cento circa del mercato. L'offerta "libera" mostra, come nel 1999, un deficit strutturale, stimabile in circa 30 TWh, a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, nonostante una quota rilevante della capacità di trasmissione con l'estero e l'energia proveniente dagli impianti CIP 6/92 sia stata assegnata al mercato libero (per l'anno 2001). Nel corso del 2000 circa il 53 per cento dell'energia importata, equivalente a poco meno di 24 miliardi di kWh, è stata destinata ai clienti idonei finali.

Uno stimolo all'ulteriore apertura dei mercati dell'energia elettrica potrà scaturire dalla liberalizzazione delle attività di misura, aspetto sul quale si registra una sempre maggiore attenzione da parte di alcuni paesi europei.

Sui prezzi dell'energia elettrica si è riflessa la forte crescita delle quotazioni dei prodotti petroliferi avviatasi all'inizio del 1999, anche se il meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità ha permesso di attutirne l'impatto. In media d'anno l'indice elementare rilevato dall'Istat nell'ambito dei prezzi al consumo è aumentato dell'8,2 per cento rispetto al 1999.

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica mostra che, anche nel secondo semestre 2000, i livelli dei prezzi in Italia si sono mantenuti significativamente superiori al valore medio europeo. La prosecuzione della crescita dei prezzi petroliferi nell'ultimo semestre del 2000 ha divaricato la distanza con la media europea. La forte dipendenza del parco tecnologico italiano dalle fonti petrolifere in misura maggiore rispetto a tutti i partner europei ha portato a bilanciare la riduzione delle componenti di prezzo non legate al costo del combustibile.

Nel segmento domestico, i prezzi per i livelli di consumo pari a 600 kWh e a 1.200 kWh annui sono pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa, mentre simmetricamente più alti sono i prezzi per gli utenti con consumi maggiori di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui, con scostamenti attorno al 60 per cento.

Nel segmento industriale il divario dei prezzi al lordo delle imposte varia tra il 25 e il 54 per cento; esso tende a crescere con l'aumentare del livello di consumo di riferimento.

Per il quarto anno consecutivo, all'inizio del 2000 l'Autorità ha verificato l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio reso nel 1999. Nel complesso appare confermata anche per il 1999, come per gli anni precedenti, la diminuzione del numero e della durata delle interruzioni con preavviso e delle interruzioni senza preavviso per gli utenti in bassa tensione. Il miglioramento può riflettere sia il progressivo apprendimento da parte degli esercenti, sia l'effetto virtuoso di stimolo imitativo conseguente alla pubblicazione comparativa dei risultati dell'indagine condotta dall'Autorità.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1999 è risultato complessivamente molto elevato, pur con differenze legate all'area territoriale e all'ampiezza del comune di residenza.

Dall'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio emerge che gli intervistati sono maggiormente soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio rispetto a quelli commerciali.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura elettrica: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione

La domanda

Secondo stime preliminari fornite dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn), nel 2000 la domanda elettrica in Italia è stata di 297,7 TWh, con una crescita del 4,1 per cento rispetto al 1999 (Tav. 2.1), di 1,2 punti superiore all'aumento del prodotto interno lordo misurato a prezzi costanti. Si tratta di un incremento più elevato di quello registrato lo scorso anno, quando la richiesta di energia elettrica crebbe del 2,3 per cento.

Tale risultato è legato all'espansione congiunturale dell'economia italiana, avviata nella seconda metà del 1999.

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA**

Milioni di kWh e variazioni percentuali

VOCI DI BILANCIO	1999	2000	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDRICA LORDA	51.777	50.925	-1,6
PRODUZIONE TERMICA LORDA	209.068	219.800	5,1
PRODUZIONE GEOTERMICA LORDA	4.403	4.705	6,9
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	409	451	10,3
TOTALE PRODUZIONE LORDA	**265.657**	**275.881**	3,8
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.920	13.455	4,1
TOTALE PRODUZIONE NETTA	**252.737**	**262.426**	3,8
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	42.538	44.831	5,4
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	528	484	-8,3
DESTINATA AI POMPAGGI	8.903	9.067	1,8
RICHIESTA TOTALE ITALIA	**285.844**	**297.706**	4,1

Fonte: Grtn S.p.A. (dati provvisori per il 2000).

L'offerta

L'aumento della domanda elettrica (al lordo dei consumi per pompaggio) di 12 TWh è stato coperto da un incremento della produzione netta nazionale per 9,7 TWh e da maggiori importazioni nette dall'estero per 2,3 TWh.

Alla produzione netta nazionale, che ha raggiunto i 262,4 TWh, hanno concorso gli impianti idroelettrici per 50,3 TWh, quelli termici per 207,2 TWh, le fonti geotermoelettriche per 4,4 TWh, quelle eoliche e fotovoltaiche con 0,4 TWh. La produzione netta da impianti eolici e fotovoltaici ha registrato la crescita maggiore (10 per cento). Un sensibile aumento hanno inoltre evidenziato le produzioni derivanti da impianti geotermici (7 per cento) e da impianti termoelettrici (5,2 per cento), mentre è risultata in lieve flessione la produzione idroelettrica (-1,6 per cento).

Nel 2000 l'energia elettrica importata dall'estero ha quasi raggiunto 45 TWh. Tale valore, che costituisce un massimo storico, è da imputare alla notevole richiesta di accesso alla rete di interconnessione internazionale che i clienti idonei hanno effettuato per l'acquisto di energia a prezzi competitivi rispetto al mercato italiano.

Le importazioni nette, pari a 44,3 TWh, sono cresciute del 5,6 per cento rispetto al 1999. La metà di tali importazioni è affluita dalla Svizzera, il 35,6 per cento dalla Francia, il 10,1 per cento dalla Slovenia e il restante 4,4 per cento dall'Austria (Tav 2.2). Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e dalla Francia, che nel 1999 erano pari rispettivamente al 51,5 e al 36,5 per cento del totale, sono diminuite a vantaggio di quelle affluite dall'Austria, che nel 1999 rappresentavano il 4 per cento, e soprattutto dalla Slovenia, la cui quota nel 1999 era dell'8 per cento.

TAV. 2.2 **IMPORTAZIONI NETTE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA**

Miliardi di kWh, quote e variazioni percentuali

PAESI	1999	2000	QUOTA %	VARIAZIONE %
FRANCIA	15.329	15.771	35,6	2,9
SVIZZERA	21.632	22.157	50,0	2,4
AUSTRIA	1.686	1.958	4,4	16,1
SLOVENIA	3.362	4.461	10,1	32,7
TOTALE	42.009	44.347	100,0	5,6

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

Consumi

Nel 2000 i consumi di energia elettrica hanno raggiunto 278,6 TWh, con una crescita del 4,1 per cento rispetto all'anno precedente.

I consumi del mercato libero, pari a circa 51 TWh (cui si aggiungono circa 8 TWh autoconsumati), hanno rappresentato il 18,3 per cento del totale dei consumi; la quota prevalente è rappresentata dai flussi intermediati dalla società di *trading* costituita dall'operatore dominante. La parte restante, pari a 219,3 TWh, è andata invece al mercato vincolato, ancora largamente preponderante (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 **CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI MERCATO**

Milioni di kWh e variazioni percentuali

TIPOLOGIA DI MERCATO	1999	2000	VARIAZIONI %
MERCATO VINCOLATO	-	207.600	-
DI CUI: AUTOCONSUMI	10.741	11.700	+8,9
MERCATO LIBERO	-	51.200(A)	-
DI CUI: AUTOCONSUMI	14.900	8.100(A)	-5,4
TOTALE AUTOCONSUMI	26.641	25.800	-3,2
TOTALE CONSUMI	**267.284**	**278.600**	4,2
PERDITE	18.560	19.106	2,9
IN % DELLA RICHIESTA	(6,5%)	(6,4%)	
RICHIESTA TOTALE ITALIA	**285.844**	**297.706**	4,1

(A) Stima.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

Distinguendo i consumi per settore (Tav. 2.4), il comparto industriale e il terziario presentano le dinamiche più sostenute, con una crescita di oltre il 5 per cento. I consumi domestici, dopo la sensibile crescita registrata nel 1999, sono invece rimasti sostanzialmente stabili. Complessivamente, i consumi del settore industriale e del terziario, che nel 2000 hanno raggiunto 212,5 TWh, rappresentano il 76,3 per cento dei consumi totali, mentre il settore domestico, con un consumo di poco superiore a 61 TWh, assorbe il 22 per cento dei consumi di energia elettrica in Italia.

TAV. 2.4 **CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORE**

Milioni di kWh e variazioni percentuali

	1999	2000	VARIAZIONI %
AGRICOLTURA	4.682	4.870	4,0
INDUSTRIA	139.698	147.000	5,2
TERZIARIO	62.187	65.500	5,3
USI DOMESTICI	60.717	61.230	0,8
TOTALE CONSUMI	**267.284**	**278.600**	4,2

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

L'adeguamento del sistema di rilevazione statistica del Grtn reso necessario dalla ristrutturazione del settore elettrico non ha permesso, in questa fase, tanto la disaggregazione dei consumi industriali per settore merceologico, quanto quella per aree territoriali, tradizionalmente presentate in sede preconsuntiva. Ugualmente indisponibile è la disaggregazione relativa alle quote di mercato dei diversi operatori nei vari segmenti in cui si articola il settore elettrico. Tali informazioni sono state pertanto ricostruite, laddove possibile, attingendo ad altre fonti di dati, non ultimi i bilanci delle imprese del settore.

Consumo di fonti energetiche primarie

Nel 2000 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 5,1 per cento rispetto al 1999, passando da 209 a 219,8 TWh. Tale produzione è stata ottenuta a partire dai prodotti petroliferi per il 39 per cento (tale quota nel 1998 era del 50,6 per cento), dal gas naturale per il 45,5 per cento, dai combustibili solidi per il 11,9 per cento e dalle altre fonti per il restante 3,6 per cento.

Il consumo di prodotti petroliferi ha registrato una caduta del 6,9 per cento, corrispondente a una minor produzione di 5,7 TWh rispetto al 1999. Il minore ricorso ai prodotti petroliferi è stato controbilanciato dalla crescita del gas naturale, risultata del 14,8 per cento rispetto al 1999, con una maggiore produzione di energia pari a 13,9 TWh. Il restante 15 per cento della produzione termica convenzionale proviene da combustibili solidi e altri combustibili (Tav. 2.5).

TAV. 2.5 **CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMOELETTRICA E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE**

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE(A)			PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ(B)		
	2000	Variazione % 2000/99	%	2000	Variazione % 2000/99	%
COMBUSTIBILI SOLIDI	9.300	9,0	....	26.100	9,6	11,9
GAS NATURALE	22.700	14,8	....	100.100	16,1	45,5
GAS DERIVATI	9.500	-3,1	....	4.300	-2,6	2,0
PRODOTTI PETROLIFERI(C)	19.000	-6,9	....	85.700	-6,2	39,0
ALTRI COMBUSTIBILI	3.200	8,0	....	2.900	11,9	1,3
ALTRE FORME DI ENERGIA	....	....	....	700	6,5	0,3
TOTALE	....	....	....	219.800	5,1	100,0

(A) Migliaia di mc per il gas naturale e i gas derivati, migliaia di t per gli altri combustibili.
(B) Milioni di kWh.
(C) La voce comprende: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

Dati economici

Il positivo sviluppo del settore dell'energia elettrica emerge con evidenza anche dalle stime preliminari di contabilità nazionale elaborate dall'Istat. Nel 2000 la produzione a prezzi correnti del settore elettrico ha superato 65 mila miliardi di lire.

Il valore della produzione di energia elettrica a prezzi costanti ha registrato un aumento del 6,3 per cento rispetto all'anno precedente; un aumento analogo ha interessato il valore aggiunto a prezzi costanti.

Sotto il profilo occupazionale il settore elettrico mostra un decremento che, seppure inferiore a quello dell'anno precedente, conferma una tendenza che perdura da circa un decennio. In base ai dati preliminari di contabilità nazionale, nel 2000 gli occupati diretti nel settore hanno toccato quasi 93 mila unità di lavoro, registrando una flessione del 3,2 per cento rispetto al 1999. Complessivamente la riduzione è stata di circa 3.000 unità, mentre nel 1999 era stata di 5.500 unità.

La *performance* delle maggiori imprese del settore elettrico

Nel 2000 i primi effetti del processo di liberalizzazione avviato con il dlgs n. 79/99 e della riforma tariffaria introdotta dall'Autorità a decorrere dal 1 gennaio hanno iniziato a manifestarsi con evidenza sui conti economici e sulle strategie delle imprese. L'avvio della concorrenza ha comportato, come detto, una ancora modesta riallocazione delle quote di mercato delle imprese con inevitabili riflessi, sia pure di piccola entità, sui bilanci delle imprese del settore. La diminuzione delle tariffe per il mercato vincolato ha inoltre sospinto verso politiche di contenimento dei costi con miglioramenti dell'efficienza sia di Enel, sia delle maggiori imprese elettriche locali.

Le vendite di energia elettrica del Gruppo Enel sono calate del 3,3 per cento rispetto all'esercizio precedente. In termini assoluti, la riduzione di 28.458 milioni di kWh sul mercato vincolato, concentrata sull'alta e media tensione, è stata parzialmente compensata dai maggiori volumi ceduti sul mercato libero, pari a 20.830 milioni di kWh, a seguito dell'attività svolta da Enel Trade. I ricavi del Gruppo sono stati pari a 46.618 miliardi di lire (25.109 milioni di euro), contro 40.584 miliardi nel 1999 (20.960 milioni di euro) con un aumento di circa il 20 per cento. La crescita dei ricavi è dovuta principalmente ai maggiori contributi riconosciuti a fronte della crescita del costo dei combustibili, in parte compensati dai minori introiti per vendite di energia per effetto della riduzione dei volumi e dei livelli tariffari disposti dall'Autorità, pari a circa l'11 per cento (Tav. 2.6).

Il margine operativo lordo si è attestato a 16.935 miliardi di lire (8.746 milioni di euro), il 2,6 per cento inferiore rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dei costi di esercizio è quindi riuscita a contenere gli effetti delle minori vendite e della riduzione tariffaria. L'utile netto, pari a 4.239 miliardi di lire (2.189 milioni di euro), si è ridotto del 6,7 per cento.

Gli investimenti del Gruppo, e in particolare quelli nel settore della produzione, risultano in calo, anche per il completamento degli interventi di adeguamento ambientale del parco termoelettrico. Allo stesso modo si sono ridotti gli addetti in relazione a provvedimenti di esodo incentivato, nell'ambito di una politica di riduzione del personale iniziata nel 1991.

I ricavi netti della Edison S.p.A., capogruppo Edison, nel 2000 sono stati pari a 286 milioni di euro, in crescita del 21 per cento rispetto ai 237 milioni dell'esercizio precedente. Complessivamente, il gruppo Edison ha fatturato nel settore elettrico 1.926 milioni di euro, circa il 26 per cento in più rispetto al 1999. Il margine operativo lordo è salito a 100 milioni di euro contro i 69 milioni del 1999. L'utile d'esercizio è stato pari a 151 milioni di euro, in dimi-

nuzione del 17 per cento rispetto al 1999. Su tale flessione influiscono sia i proventi straordinari netti per 42 milioni di euro derivanti dall'operazione di scorporo infragruppo della rete di trasmissione attuata nel precedente esercizio, sia i costi di avviamento delle partecipate attive nelle nuove aree operative (Tav. 2.6).

Nel settore elettrico Edison persegue una politica di espansione volta ad aumentare la potenza installata in Italia, prevalentemente per il mercato libero, e all'estero. Gli investimenti nel settore ammontano a 320 milioni di euro, il 160 per cento in più dell'anno precedente. Complessivamente entro la fine del 2001 entreranno in esercizio circa 1.300 MW di nuova potenza installata.

I ricavi di vendita di Sondel S.p.A. hanno subito una contrazione dovuta essenzialmente agli scorpori dalla società delle attività termoelettriche, mentre il fatturato complessivo risulta in aumento a causa della revisione dei principi contabili, in vista della fusione con il gruppo Montedison, che ha comportato l'iscrizione di maggiori proventi da partecipazioni. Complessivamente, il gruppo Sondel evidenzia un aumento delle vendite di energia elettrica di oltre il 50 per cento attribuibile sia all'incremento tariffario dell'energia elettrica dovuto alla crescita dei costi dei combustibili nei mercati internazionali, sia all'ampliamento della quota di mercato. La gestione operativa di Sondel S.p.A. ha fatto registrare notevoli progressi rispetto all'anno precedente. Il valore aggiunto evidenzia un incremento di quasi il 4 per cento e il margine operativo lordo del 2,7 per cento. I costi del personale sono aumentati anche per l'aumento dell'organico. Diminuiscono nell'anno soprattutto gli ammortamenti anche in relazione con lo scorporo degli impianti termoelettrici (Tav. 2.6).

Per quanto riguarda gli investimenti nel settore elettrico di tutto il gruppo Sondel, non si evidenziano significativi esborsi per nuove iniziative essendosi concluso un ciclo di investimenti con l'entrata in funzione nell'anno di nuovi impianti termoelettrici.

TAV. 2.6 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: ENEL S.P.A.**

Milioni di euro; Dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
FATTURATO		
VENDITA DI ENERGIA	13.644	12.786
CONTRIBUTO DI CASSA CONGUAGLIO	6.080	9.778
ALTRI RICAVI	1.236	2.546
TOTALE FATTURATO	**20.960**	**25.109**
- COSTI CAPITALIZZATI	997	878
= PRODUZIONE LORDA	**19.963**	**24.231**
- COSTI ACQUISTO MATERIALI E SERVIZI	7.351	11.953
= VALORE AGGIUNTO	**12.612**	**12.277**
- COSTO DEL PERSONALE	3.637	3.531
= MARGINE OPERATIVO LORDO	**8.976**	**8.746**
- AMMORTAMENTI ECONOMICO - TECNICI	3.203	3.459
- ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONE	388	534
= RISULTATO OPERATIVO	**5.385**	**4.753**
- ONERI FINANZIARI NETTI	584	649
- SVALUTAZIONE PARTECIAPAZIONI	-	37
- EQUITY DI PARTECIPAZIONE	227	421
+ PROVENTI STRAORDINARI DI PERTECIPAZIONE	-	192
- ONERI STRAORDINARI NETTI	257	-
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**4.317**	**3.838**
- IMPOSTE	1.973	1.649
= UTILE NETTO	**2.344**	**2.189**
INDICI DI REDDITIVITÀ (VALORI IN %)		
ROE	*13,3*	*12,0*
ROI	*14,8*	*12,5*
ROS	*25,7*	*18,9*
INDICI DI STRUTTURA (VALORI IN %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	*93,8*	*89,7*
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	*0,7*	*0,7*
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	78.511	72.647
ENERGIA VENDUTA (TWH)	231	223
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	2.920	2.417

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 (SEGUE) **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: EDISON S.P.A.**

Milioni di euro; dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
RICAVI VENDITE	186	252
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	50	34
= FATTURATO	237	286
+ INCREMENTO DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	2	1
= PRODUZIONE LORDA	239	287
- COSTI/CONSUMO MATERIALI	130	142
= VALORE AGGIUNTO	109	145
- COSTO DEL PERSONALE	40	44
= MARGINE OPERATIVO LORDO	69	100
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	38	34
= RISULTATO OPERATIVO	31	66
- PROVENTI FINANZIARI NETTI	5	11
+ DIVIDENDI	166	200
- SVALUTAZIONE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE	7	70
= RISULTATO ANTE COMPONENTI STRAORDINARI E IMPOSTE	184	185
+ PROVENTI STRAORDINARI	86	5
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	270	190
- IMPOSTE	89	39
= UTILE NETTO	181	151
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	14,4	11,4
ROI	2,3	4,2
ROS	13,0	23,2
DATI TECNICI (A)		
NUMERO DIPENDENTI	925	911
ENERGIA VENDUTA (GWh)	26.480	20.953
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	123	320
CAPITALE INVESTITO	1.588	1.339
PATRIMONIO NETTO	1.326	12.571

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 (SEGUE) **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: SONDEL S.P.A.**

Milioni di euro; Dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
RICAVI DI VENDITA	**147,8**	**100,2**
+ PROVENTI DIVERSI	18,8	166,8
= FATTURATO	**166,6**	**267,0**
+/- VARIAZIONE RIMANENZE DI PRODOTTI FINITI, SEMILAVORATI E PROD. IN CORSO DI LAVOR.	8,8	-134,5
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZ. PER LAVORI INTERNI	0,6	0,6
= PRODUZIONE LORDA	**176,0**	**133,1**
- COSTI / CONSUMO MATERIALI	52,0	14,2
VARIAZ. RIMANENZE DI MATERIE PRIME, SEMIL. E PRODOTTI	-0,2	0,7
- SPESE PER PRESTAZIONI SERVIZI	27,8	28,2
- UTENZE E COSTI DIVERSI	24,3	14,3
- IMPOSTE E TASSE NON SUL REDDITO	0,5	1,3
= VALORE AGGIUNTO	**71,6**	**74,4**
- COSTO DEL PERSONALE	9,3	10,4
= MARGINE OPERATIVO LORDO	**62,3**	**64,0**
- AMMORTAMENTI ORDINARI	19,6	12,6
- ACCANTONAMENTI E SPESE OPERATIVE	0,2	0,0
= RISULTATO OPERATIVO	**42,5**	**51,4**
- ONERI FINANZIARI NETTI	-1,1	-6,3
+ PROVENTI E ONERI DI NATURA IMMOBILIARE	0,3	0,3
+ PROVENTI E ONERI DA PARTECIPAZIONI	14,3	85,0
+ PROVENTI E ONERI NON OPERATIVI	4,9	27,7
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**60,9**	**158,1**
- IMPOSTE	-22,9	-36,1
= UTILE NETTO	**38,0**	**122,0**
INDICI DI REDDITIVITÀ (VALORI IN %)		
ROE	*15,0*	*34,4*
ROI	*11,7*	*13,3*
ROS	*11,7*	*13,3*
INDICI DI STRUTTURA (VALORI IN %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	*0,7*	*1,0*
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	*0,4*	*0,1*
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	503	524
ENERGIA VENDUTA (GWh)	5.896,4	6.406
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	195.700	79.600

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Le modifiche della struttura dell'offerta e lo sviluppo di nuovi operatori

Lo sviluppo della concorrenza a seguito delle dismissioni delle centrali dell'Enel

I quattro segmenti che costituiscono la filiera elettrica: generazione (produzione) di energia elettrica, trasmissione (trasporto sulla rete ad alta tensione), distribuzione (trasporto su reti a media e bassa tensione) e fornitura (consegna e vendita al consumatore finale) costituiscono i quattro distinti mercati rilevanti individuati dalla Commissione Europea per l'analisi delle posizioni concorrenziali nel settore.

Nel mercato della generazione il Gruppo Enel controlla circa il 75 per cento della potenza netta e il 77,4 per cento della produzione netta (Tav. 2.7). A dismissione avvenuta delle tre Genco, e con quote di mercato e di consumo invariate a quelle osservate alla fine dello scorso anno, l'operatore dominante rappresenterà oltre il 56 per cento della produzione nel 2001 (al netto degli autoconsumi; Fig. 2.1).

TAV. 2.7 IL MERCATO DELLA PRODUZIONE

Anno 2000; Produzione netta esclusa l'autoproduzione

	GWH	%
ENEL PRODUZIONE	125.204	53,1
ERGA	7.513	3,2
VALGEN	127	0,1
EUROGEN	22.471	9,5
ELETTROGEN	7.576	3,2
INTERPOWER	19.636	8,3
TOTALE GENCO	**49.683**	**21,1**
TOTALE GRUPPO ENEL	**182.527**	**77,4**
TOTALE GRUPPO ENEL SENZA GENCO	**132.844**	**56,3**
GRUPPO EDISON	17.254	7,3
GRUPPO SONDEL	6.265	2,7
ALTRI (ENI, IEL)	29.880	12,7
TOTALE PRODUZIONE NETTA (NETTO AUTOCONSUMI)	**235.926**	**100,0**

La produzione dei Gruppi Edison e Sondel è al netto dell'autoproduzione.

Fonte: Elaborazione su dati GRTN e bilanci delle imprese

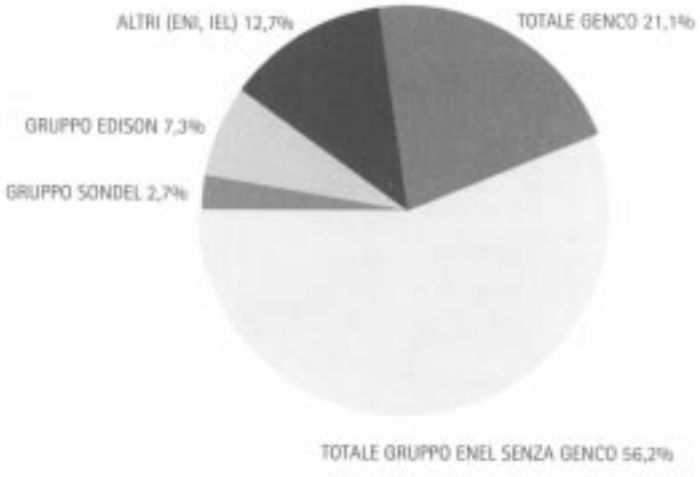
La dismissione di Elettrogen

Nel corso del 2000 è stata avviata la procedura per la cessione della prima delle società dell'Enel: Elettrogen. Dimostrazioni di interesse sono provenute da molti operatori nazionali ed esteri del settore, utenti industriali di grandi dimensione, banche e società finanziarie, per un totale di 27 società italiane e estere. In base ai criteri di prequalificazione stabiliti, ne sono state selezionate 8, che si sono successivamente ridotte a 7, dopo il ritiro di una società statunitense. Tali soggetti dovranno presentare una offerta vincolante entro il 15 giugno dell'anno in corso sulla base della quale verrà aggiudicata la società attraverso un meccanismo concorsuale.

La partecipazione degli operatori finanziari mostra un diffuso interesse verso le opportunità di reddito del settore che si aggiungono a quelle di mercato costituite dalla crescente domanda di consulenza finanziaria e di prestiti, legati sia ai collocamenti azionari, sia ai nuovi investimenti.

RG 3.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Anno 2000; composizione percentuale



Le reti di distribuzione

Enel Distribuzione è proprietaria di oltre l'80 per cento della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2000 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione dell'Enel in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione il dlgs. n. 79/99, art. 9, comma 3, prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Le cessioni sono state completate nei casi dei comuni di Trieste e Parma. Alla fine del 2000 e nei primi mesi del 2001 sono stati avviati i negoziati per la cessione della rete elettrica nei comuni di Torino, Milano, Roma, Verona, Torino, Modena e Brescia. Negli altri casi gli accordi sono in via di definizione o di trattativa. Le cessioni già completate hanno comportato per Enel Distribuzione una perdita di oltre 40.000 utenze, che è stata tuttavia bilanciata da un aumento di mezzo punto percentuale del numero totale di clienti rispetto all'anno precedente, che è passato a 29.840 mila.

La costruzione e l'allacciamento di nuovi impianti

Al 31 dicembre 2000 erano pervenute al Grtn richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale pari a 32.900 MW di potenza e richieste di studi preliminari di fattibilità delle connessioni stesse pari a 31.400 MW. Alla fine di marzo del 2001 le richieste avevano raggiunto i 77.000 MW. Il 95 per cento della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (61.200 MW); per la costruzione e l'esercizio di 17.500 di questi è già stata presentata al Ministero dell'industria la domanda di autorizzazione. La distribuzione geografica delle richieste appare equamente distribuita tra le varie regioni del nord, centro e sud (isole comprese): rispettivamente 36,1, 30,2 e 33,7 per cento. Non tutte le richieste presentate si tradurranno in investimenti effettivi, in quanto esse rispondono spesso a esigenze cautelative. In alcuni casi, infatti, a un unico progetto di investimento corrispondono richieste di allacciamento in punti diversi della rete alternativi tra loro, in funzione dei tempi di ottenimento dell'allacciamento.

Mercato della vendita

Nel mercato della fornitura si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato.

Nell'anno 2000 le vendite al mercato libero sono state pari circa 51 TWh (al netto degli autoconsumi). Poco meno della metà è stata coperta da Enel Trade seguita a grande distanza da Edison Energia S.p.A. e da LumEnergia Scrl, che hanno soddisfatto rispettivamente il 16 e 8 per cento circa del mercato (Tav. 2.8). I dati mettono in evidenza una tendenza dei clienti idonei a rivolgersi agli acquirenti grossisti per la fornitura di energia, piuttosto che approvvigionarsi direttamente. Per l'anno 2001 la quota di Enel Trade dovrebbe ridur-

si rispetto all'anno precedente, sia per la maggior pressione competitiva dei concorrenti, sia per la cessione, avvenuta tramite asta, dell'energia proveniente dagli impianti Cip 6/92. I concorrenti hanno acquistato circa il 50-60 per cento dell'energia messa all'asta (circa 35 TWh), contro il 40-50 per cento di Enel Trade.

Le quantità vendute ai clienti idonei comprendono anche energia acquistata all'estero per un totale di circa 23 TWh.

Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni focalizzandosi sulla grande utenza industriale, altri sulle piccole e medie imprese che acquistano energia attraverso i consorzi. Si profilano pertanto differenti strategie di offerta nel mercato in funzione di opportunità del mercato di riferimento e delle competenze distintive delle imprese.

Nel mercato vincolato le quantità vendute sono state pari a circa 208 TWh, coperte largamente da Enel Distribuzione, che ha fornito circa il 92 per cento dei clienti vincolati, in lieve calo rispetto all'anno precedente (era il 92,8 per cento). La seconda impresa elettrica che opera nel segmento della distribuzione a livello locale controlla circa l'1,5 per cento delle vendite del mercato vincolato.

TAV. 2.8 VENDITE SUL MERCATO LIBERO PER OPERATORE NEL 2000

Incluse importazioni

OPERATORE DI MERCATO	ENERGIA VENDUTA GWH	QUOTE DI MERCATO %
ENEL TRADE S.P.A.	20.761	40,5
EDISON ENERGIA S.P.A.	8.109	15,8
LUMENERGIA SCRL	3.964	7,7
ELECTRAITALIA S.P.A.	2.020	3,9
ASM ENERGIA E AMBIENTE S.P.A.	1.764	3,4
DALMINE ENERGIE SRL	1.485	2,9
ENERGIA S.P.A.	1.369	2,7
ALTRE IMPRESE	4.026	7,9
TOTALE VENDITE INTERMEDIATE DA OPERATORI	43.498	85,0
VENDITE NON INTERMEDIATE DA OPERATORI(A)	7.702	15,0
TOTALE VENDITE AL MERCATO LIBERO	51.200	100,0

(A) Stima.

Gli assetti proprietari e organizzativi delle reti di trasmissione

L'assetto proprietario e organizzativo delle reti di trasmissione costituisce un aspetto rilevante della struttura concorrenziale dei mercati. Condizioni essenziali per lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita di energia elettrica sono: a) le garanzie di accesso alla rete di trasmissione e di uso a condizioni non discriminatorie per tutti i soggetti economici interessati; b) la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione adeguati alle esigenze di copertura della domanda e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

L'assetto organizzativo della rete di trasmissione nazionale in alta e altissima tensione, come definito in base al parere rilasciato dall'Autorità con la delibera 24 giugno 1999, n. 86/99, e al decreto ministeriale del 25 giugno 1999, emanato in forza del dlgs. n. 79/99, prevede l'affidamento della gestione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. e il mantenimento della proprietà in capo ai preesistenti proprietari, tra cui è preponderante l'Enel S.p.A. attraverso la società Terna S.p.A..

Lo sviluppo del mercato elettrico italiano e la sua integrazione in quello europeo richiedono urgentemente un notevole sforzo di potenziamento della rete, specie delle interconnessioni con l'estero. L'assetto organizzativo prescelto per la gestione della rete di trasmissione nazionale si sta rivelando scarsamente adeguato ad affrontare questi compiti. Le operazioni di sviluppo della rete appaiono al momento bloccate e saranno probabilmente lente e difficili anche in futuro, a causa di tale divisione. Tali conseguenze erano peraltro prevedibili alla luce dell'esperienza statunitense, dove la costituzione di gestori indipendenti del sistema di trasmissione (*Independent System Operator*) e il mantenimento degli obblighi di manutenzione e lo sviluppo delle reti elettriche in capo ai proprietari delle stesse aveva già creato situazioni conflittuali e diseconomie, e, per contro, dalle esperienze positive in tutti i paesi europei in cui proprietà e gestione della rete di trasmissione elettrica sono rimaste congiunte (Cfr. *Relazione Annuale* 1999).

Tali evidenze inducono a ritenere che un soggetto responsabile della gestione della rete di trasmissione che ne sia al contempo anche proprietario, e quindi abbia piena disponibilità delle infrastrutture, offra maggiori garanzie di neutralità, imparzialità, sicurezza e razionalità nell'esercizio, nella manutenzione e nello sviluppo della rete.

La riunificazione fra proprietà e gestione della rete nazionale, proposta avanzata anche dal Governo, da attuare attraverso lo scorporo della Terna S.p.A. - a cui oggi fa capo la proprietà e la manutenzione della rete - dall'Enel

S.p.A. e il suo ricongiungimento con la società Gestore della rete di trasmissione nazionale, potrebbe essere al riguardo risolutiva. Essa trova riscontro nella maggior parte dei sistemi elettrici europei (Tav. 2.9).

TAV. 2.9 ASSETTO ORGANIZZATIVO E PROPRIETARIO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE IN ALCUNI PAESI EUROPEI

PAESE	NATURA GIURIDICA DEL GESTORE DELLA RETE
AUSTRIA	*Verbundgesellschaft:* proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società a capitale pubblico al 51 per cento.
DANIMARCA	*Eltra ed Elsam* (consorzi di imprese) hanno la proprietà e gestione della trasmissione, rispettivamente, nella parte Ovest ed Est del paese. *Eltra:* capitale di proprietà distributori; *Elkraft:* capitale di proprietà della cooperativa e di produzione *Elsam.*
FINLANDIA	*Fingrid:* di proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla parte della EL-EX (la borsa elettrica scandinava).
FRANCIA	Consociata di *EdF* proprietaria e gestore unico nazionale della rete di trasmissione su concessione statale.
GERMANIA	Non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale ma nove diversi proprietari e gestori coordinati da un consorzio.
INGHILTERRA E GALLES	*National Grid:* proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società quotata ad azionariato diffuso.
OLANDA	*TenneT:* proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50 per cento + *golden share.*
PORTOGALLO	*Rede Electrica Nacional:* proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata controllata dalla capogruppo EDP.
SPAGNA	*Red Eléctrica de Espana:* proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25 per cento).
SVEZIA	*Svenska Krafnat:* gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico.

La nuova società, pienamente titolare della rete, potrà eventualmente essere a sua volta avviata a privatizzazione se questa sarà la decisione politica. Dal punto di vista dell'apertura del mercato l'unico requisito necessario è la sua effettiva indipendenza dagli utilizzatori della rete stessa, in particolare dalle società di generazione e la vendita.

Caratteristiche dei clienti idonei ed evoluzione dei riconoscimenti

Il dlgs. n. 79/99 definisce due categorie di clienti idonei per il mercato elettrico. La prima categoria, quella dei clienti idonei finali, include quei soggetti che acquistano energia per consumarla e si suddivide in due principali sotto-categorie: i soggetti che raggiungono la soglia di idoneità (20 GWh lo scorso anno) all'interno di un unico sito di consumo e quei soggetti che aggregano la domanda finale di più siti di consumo (ognuno superiore a 1 GWh) al fine del raggiungimento della soglia di idoneità, in ragione del fatto che tali componenti appartengono a una stessa società o consorzio o gruppo di imprese.

La seconda categoria di clienti idonei è quella che corrisponde ai soggetti che acquistano energia per rivenderla. Questi si dividono in distributori, cioè venditori di energia a clienti connessi a una rete di distribuzione di proprietà del venditore stesso, e grossisti, ossia soggetti che svolgono un'attività puramente commerciale.

I clienti idonei facenti capo alle suddette categorie, dopo avere ottenuto il riconoscimento della qualifica da parte dell'Autorità, vengono inclusi in un elenco dei clienti idonei istituito dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91/99, consultabile presso il sito Internet dell'Autorità e aggiornato settimanalmente.

I clienti idonei finali

L'analisi dei dati relativi all'evoluzione dei riconoscimenti dei clienti idonei finali nel corso dei dodici mesi terminanti nell'aprile 2001 permette di ottenere alcune utili informazioni riguardanti il processo di apertura del mercato elettrico.

In primo luogo, la quantità di energia consumata passa da circa 76,5 TWh a circa 95,5 TWh[1], con un incremento del 25 per cento, con un grado di apertura che passa dal 28,6 al 35,7 per cento del mercato finale (Tav. 2.10).

---

1 Questi dati fanno ancora riferimento, in gran parte, a consumi effettuati nel 1999; pertanto sono confrontati con i dati complessivi relativi al mercato in quello stesso anno.

TAV. 2.10 ANDAMENTO DEI CONSUMI FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	58,1	55,6	5
SOGGETTI AGGREGATI	37,4	20,9	79
TOTALE	**95,5**	**76,5**	25

I soggetti idonei in un unico sito del territorio nazionale passano da 518 a 601 unità (+16 per cento), con consumi che crescono in misura inferiore (+5 per cento). Ciò riflette il fatto che, già lo scorso anno, una larga maggioranza dei grandi consumatori elettrici aveva provveduto a ottenere il riconoscimento della qualifica (Tav. 2.11).

TAV. 2.11 ANDAMENTO DEL NUMERO DI RICONOSCIMENTI DI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	468	184	154
TOTALE	**1.069**	**702**	52

Molto diversi sono i risultati per quanto riguarda i soggetti aggregati (consorzi, gruppi, ecc.). In questo caso è sensibile l'aumento dei consumi e, più ancora, del numero di siti riconosciuti come idonei. Infatti il numero di siti idonei facenti capo a questa categoria di soggetti è passato da 3.069 a 7.605 (+148 per cento; Tav. 2.12), per un mercato finale che è aumentato da 20,9 TWh a 37,4 TWh (+79 per cento).

L'aumento di circa 7 punti percentuali della quota di apertura del mercato nell'ultimo anno è da attribuire per un solo punto alla domanda dei soggetti mono-sito e per i restanti 6 punti alla domanda dei soggetti aggregati.

TAV. 2.12 ANDAMENTO DEL NUMERO DI SITI DI CONSUMO FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	7.004	2.551	175
TOTALE	**7.605**	**3.069**	148

La distribuzione geografica dei riconoscimenti di idoneità evidenzia come, nel corso degli ultimi dodici mesi, il consumo dei clienti idonei abbia presentato una crescita abbastanza omogenea, anche se, in termini assoluti, la maggior parte del mercato libero è localizzata nelle aree settentrionali. (Tav. 2.13)

A fronte di un consumo complessivo di clienti idonei a fine 2000 pari a 80 TWh (al netto degli autoconsumi), le vendite di energia elettrica nello stesso periodo sono state pari a circa 50 TWh; è pertanto possibile stimare un deficit strutturale tra domanda e offerta di energia pari a 30 TWh.

TAV. 2.13 RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEI SOGGETTI RICONOSCIUTI IDONEI

AREA	PUNTI DI PRELIEVO DEI CLIENTI IDONEI		CONSUMO ANNUO DEI CLIENTI IDONEI TWh	
	Aprile 2001	Aprile 2000	Aprile 2001	Aprile 2000
NORD-OVEST	3.307	1.320	33,7	29,6
NORD-EST	2.450	1.055	23,9	18,3
CENTRO	1.392	541	17,1	11,7
SUD	456	153	20,9	16,9
TOTALE	**7.605**	**3.069**	**95,5**	**76,5**

Grossisti e distributori

Al termine dello scorso anno, 93 soggetti avevano ottenuto l'inserimento nell'elenco dei clienti idonei in qualità di acquirenti grossisti o distributori, contro 26 alla fine del 1999.

Di questi operatori aventi il ruolo di intermediari del mercato elettrico la maggior parte, 85 soggetti, è rappresentata da acquirenti grossisti, mentre solo 8 sono i soggetti riconosciuti in qualità di distributore[2].

Tra i grossisti sono presenti un numero non trascurabile di soggetti esteri (28 società, 6 delle quali provengono dall'esterno dell'Ue).

TAV. 2.14 COMPOSIZIONE DEI CLIENTI IDONEI "GROSSISTI" E "DISTRIBUTORI"

NAZIONALITÀ	NUMERO DI CLIENTI IDONEI		
	GROSSISTI	DISTRIBUTORI	TOTALE
SOCIETÀ ITALIANE	57	8	65
SOCIETÀ ESTERE	28	-	28
TOTALE	85	8	93

Nell'anno 2000, peraltro, solo 31 tra i soggetti sopra descritti hanno effettivamente proceduto alla consegna di energia elettrica a clienti idonei finali, per una quantità totale di energia pari a 43,7 TWh, quasi totalmente servita da grossisti (99 per cento del totale dell'energia consegnata) su un numero di siti di consumo pari a 4.750. Di questa energia una quota pari a 2,9 TWh è stata oggetto di scambio tra grossisti prima di giungere al mercato finale.

Il mercato di consumo sottostante ai siti di consumo che hanno sottoscritto contratti fornitura con acquirenti grossisti nel corso dello scorso anno, risulta pari a circa 54 TWh (dati 1999). Questo valore, relativo a consumi, si discosta dal quantitativo di energia consegnata (Tav. 2.8) per due motivi:

- gran parte delle forniture hanno avuto inizio dopo l'1 gennaio 2000;
- nella stima del mercato di consumo servito dagli acquirenti grossisti è inclusa anche una quota di energia autoprodotta all'interno dei siti di consumo (pari a circa 4 TWh).

2 Il dlgs. n. 79/99 impone ai principali distributori di costituire società separate per l'esercizio di attività di *trading*.

Primi risultati dell'indagine sui clienti idonei

L'avvio della liberalizzazione del settore elettrico italiano è destinato a produrre effetti rilevanti sulla competitività e sull'assetto organizzativo delle imprese italiane. Risparmi sono attesi sul fronte dei costi, ma si profilano anche cambiamenti della struttura organizzativa delle imprese e la nascita di nuove figure professionali.

Al fine di seguire attentamente l'evoluzione del settore e valutare l'impatto microeconomico sulle imprese che utilizzano energia elettrica, l'Autorità ha avviato alla fine del 2000 una ricerca sugli effetti della liberalizzazione dei soggetti che già dispongono della facoltà di approvvigionarsi di energia elettrica sul mercato libero (*Indagine sulle caratteristiche strutturali dei clienti idonei)*. L'indagine è stata rivolta a 470 imprese per un totale di 840 siti, quali risultavano nella banca dati costituita presso l'Autorità alla fine del mese di novembre dello stesso anno. Sono stati presi in considerazione aspetti strutturali (dimensione, specializzazione settoriale, consumi elettrici dei clienti idonei), organizzativi (modalità di gestione delle risorse energetiche), prospettici (aspettative dei clienti idonei e intenzioni di comportamento a fronte delle politiche commerciali dei produttori).

Hanno risposto al questionario inviato oltre 250 imprese per un totale di circa 500 siti, oltre il 53 per cento delle imprese e il 60 per cento dei siti. Le imprese sono state invitate a rispondere ai questionari non in forza di un obbligo di legge, ma in virtù della spontanea condivisione di un progetto di ricerca i cui primi risultati intermedi vengono presentati di seguito.

L'indagine si è rivolta ai soggetti idonei rappresentati da clienti finali e ha tralasciato per l'anno 2000 i soggetti aggregati come i consorzi che raggruppano imprese di dimensione più piccola.

Dalle prime risposte elaborate, relative a 90 questionari compilati, emerge in generale il quadro di un settore che deve ancora esprimere ampie possibilità di sviluppo, come testimoniano il basso dinamismo degli operatori, la scarsa innovatività delle soluzioni contrattuali proposte e la insufficiente adeguatezza quantitativa dell'offerta. Mediamente i clienti sono stati contattati da 3 a 4 fornitori, ma la varianza del campione è elevata, indicando che alcune imprese hanno ricevuto proposte da oltre 6 operatori, mentre altre non sono state contattate dal venditore (grossista) appartenente allo stesso gruppo societario del fornitore nel regime vincolato.

Gran parte dei clienti idonei, che complessivamente rappresentano la domanda potenziale di energia libera (in quanto richiedono il riconoscimento dello *status* di idoneità), ha acquistato energia elettrica sul mercato libero. Si può pertanto affermare che la richiesta di idoneità prelude in quasi la totalità dei casi

all'acquisto nel mercato libero in quanto è quasi sempre motivata da un contratto in fase di negoziazione. Alcune circostanze contingenti - spesso l'indisponibilità di energia - possono far rimandare di alcuni mesi l'acquisto effettivo. I casi in cui il cliente è rimasto con il fornitore precedente senza ridefinire il contratto (il 10-15 per cento dei rispondenti nell'anno 2000) si spiegano in prevalenza con la mancanza di offerte *tout court* o di offerte vantaggiose o più semplicemente con la posticipazione all'anno 2001 della stipula di un nuovo contratto. Tra i motivi che spingono a cambiare il proprio fornitore o a ridefinire il contratto con il precedente, vi è soprattutto la ricerca di prezzi più contenuti e, al secondo posto, la ricerca di una maggiore flessibilità contrattuale in termini di corrispettivi modulati per le specifiche esigenze produttive delle imprese. Tra i clienti che acquistano sul mercato libero, il 27-31 per cento si rivolge al fornitore dello stesso gruppo cui partecipa anche il distributore da cui acquistava energia a tariffa nell'anno precedente. Una proporzione minore di rispondenti indica, tra i motivi che hanno spinto a rivolgersi ad un nuovo fornitore assieme alle ragioni di costo e di flessibilità, anche la ricerca di migliori garanzie di qualità, con riferimento in particolare alla continuità del servizio.

Ai fini della verifica delle condizioni contrattuali concordate e della specifica delle esigenze qualitative, le imprese necessitano di appositi dispositivi per la misura della qualità. A tale scopo la domanda rivolta a censire l'installazione di appositi dispositivi di misura ha fatto emergere che solo il 15-20 per cento dei rispondenti dichiara di aver installato uno strumento per la misura della qualità della fornitura nei diversi siti di produzione. Da parte delle imprese di distribuzione non vi sono state proposte contrattuali volte a elevare gli standard qualitativi.

Per il campione di risposte elaborate, l'incidenza media del costo di approvvigionamento di energia elettrica sul fatturato a livello di impresa è del 9-10 per cento. Si tratta di una percentuale significativa se rapportata con il dato medio manifatturiero (circa il 2 per cento). L'incidenza varia in funzione del settore di appartenenza e dei processi produttivi utilizzati, ma in generale connota un'attenta gestione dell'approvvigionamento energetico. Oltre il 55 per cento dei rispondenti corrisponde alla figura professionale dell'*energy manager*, che gestisce tutti gli aspetti tecnici e commerciali legati all'approvvigionamento, ma anche alla gestione efficiente delle risorse energetiche. Tale figura è alle dirette dipendenze del direttore generale o dell'amministratore delegato.

L'organizzazione del mercato dei servizi ancillari in alcuni paesi

Servizi ancillari

I servizi ancillari includono tutti i servizi che si rendono necessari nel momento in cui l'energia elettrica viene immessa in rete. La loro natura ausiliaria è quindi da intendersi nel senso della complementarità[3]. Per tale ragione essi vengono spesso denominati con il termine di servizi di riserva. Nei diversi sistemi elettrici nazionali tali servizi possono essere offerti in via amministrativa, generalmente dal gestore della rete di trasmissione, o scambiati attraverso un meccanismo di mercato.

Si descrive, qui di seguito, sinteticamente la definizione dei servizi ancillari e la loro valorizzazione in alcuni mercati elettrici esteri: *NordPool* (Norvegia e Svezia), Regno Unito, Spagna e due mercati all'ingrosso negli Stati Uniti (CalPx: *California Power Exchange* e PJM: Pennsylvania, New Jersey, Maryland).

In tutti i casi considerati i servizi relativi alla regolazione primaria di frequenza vengono richiesti in forma obbligatoria e sono remunerati solo in alcuni sistemi (NordPool e Pool inglese). I servizi ancillari relativi alla regolazione secondaria e terziaria di frequenza sono invece in tutti i casi considerati come resi in forma facoltativa e remunerati attraverso un meccanismo d'asta gestito dal gestore della rete.

Per quanto riguarda i servizi ancillari relativi alla regolazione di tensione, in nessuno dei casi esaminati è stato previsto un meccanismo d'asta; i servizi sono considerati di carattere obbligatorio e sono resi, entro certi limiti, a titolo gratuito. Per il servizio di riaccensione sono invece previsti contratti bilaterali con il gestore della rete.

3 Per la definizione dei servizi ancillari si veda il *Glossario*.

In Inghilterra e Galles, prima che fosse avviato il nuovo *New Electricity Trading Agreement* (*Neta*) a fine marzo 2001, il prezzo di equilibrio del Pool era calcolato come un prezzo marginale del sistema (*System Marginal Price*, SMP). A tale prezzo si aggiungeva un corrispettivo denominato *Capacity Element* (CE) che remunerava la disponibilità di capacità produttiva in funzione della stima della sua scarsità. La somma del SMP e del CE costituiva il *Pool Purchase Price* (PPP), corrisposto ai generatori. I consumatori pagavano invece il *Pool Selling Price*, pari al prezzo PPP pagato ai generatori, più un'ulteriore componente, denominata *Uplift*, nei periodi di picco. Tale componente copriva i costi di produzione degli impianti chiamati a produrre dopo che si era stabilito l'ordine di merito. Essa remunerava pertanto gli investimenti in impianti che soddisfano la domanda di punta. Nel sistema inglese, quindi, i costi delle congestioni e dei servizi ancillari erano trasferiti sui consumatori finali.

In Spagna la riserva rotante primaria costituisce un servizio obbligatorio. Entro il 31 ottobre di ogni anno il gestore della rete stabilisce i requisiti tecnici del servizio. La riserva rotante secondaria è un servizio facoltativo e retribuito. Tale servizio è offerto dalle unità di produzione che fanno parte di una "zona di regolazione" (ossia gruppi di unità di produzione capaci di fornire regolazione secondaria attraverso un sistema di Controllo Automatico di Generazione). Il gestore della rete stabilisce per ogni giorno e periodo orario del giorno successivo la riserva secondaria necessaria per garantire l'affidabilità del sistema, definendo una quantità di potenza in aumento e una in diminuzione per ogni zona di regolazione, nonché il massimo e il minimo della banda di regolazione per ogni offerta. Le quantità stimate sono funzione dell'indeterminazione statistica della domanda e dell'indisponibilità probabile attesa delle unità di produzione in base alla potenza e alla tipologia dei gruppi.

I produttori presentano, per ogni unità di produzione, una o più offerte per ogni ora del giorno successivo, indicando:

- potenza di variazione in aumento (MW);
- potenza di variazione in diminuzione (MW);
- prezzo della banda offerta (PTA/kW);
- massima variazione di energia rispetto al prezzo del mercato giornaliero (programma fattibile provvisorio);
- opzione di indivisibilità delle offerte.

Una volta ricevute le offerte, il gestore della rete compila una graduatoria di merito per la chiamata in funzione. Ogni generatore che partecipa al mercato viene retribuito sia per la banda di potenza resa disponibile, indipendentemente dal suo utilizzo, sia per l'energia di regolazione secondaria effettivamente richiesta. La retribuzione della banda di potenza messa a disposizio-

ne si effettua al prezzo marginale orario, che corrisponde al prezzo dell'ultima offerta accettata. L'energia di regolazione secondaria effettivamente fornita si valuta al prezzo marginale dell'energia di regolazione terziaria in aumento o in diminuzione che interviene in sua sostituzione (vedi oltre). Il costo per la remunerazione della potenza viene distribuito su tutti i consumatori in proporzione all'energia assegnata nel programma orario operativo e sui produttori delle zone deficitarie in potenza di regolazione.

Per la regolazione terziaria la procedura seguita è analoga a quella per la regolazione secondaria. Le offerte vengono presentate con lo stesso formato. I servizi ancillari vengono retribuiti per la sola energia effettivamente richiesta, valorizzata ai prezzi marginali orari, distinguendo tra energia in aumento ed energia in diminuzione.

Nel NordPool i servizi ancillari sono resi in parte sulla base di obblighi contrattuali (contratti bilaterali tra produttori e gestore della rete) e, in parte, come servizi volontari offerti su uno specifico mercato. Vale ricordare che il parco elettrico norvegese è composto totalmente da impianti idroelettrici che rendono la definizione dei servizi ancillari assai diversa che nel caso di impianti termoelettrici. Nel sistema svedese si distinguono tre livelli di riserva:

- *Momentary Active Disturbance Reserves*: impianti controllati automaticamente, in grado di variare la produzione entro 30 secondi;
- *Rapid Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 15 minuti, al fine di ristabilire le *Momentary Active Disturbance Reserves* utilizzate;
- *Slow Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 4 ore, al fine di ristabilire le *Rapid Active Disturbance Reserves* utilizzate.

I servizi ancillari per la regolazione di tensione vengono remunerati, ma solo in Norvegia, quando la regolazione manuale del reattivo assume valori al di fuori dell'intervallo $-0,2<\tan\varphi<0,4$ con un corrispettivo di 20 corone norvegesi per MWarh. Il servizio di *black start*, fornito solo dagli impianti termoelettrici svedesi, non è remunerato.

Il caso statunitense: California e PJM

Negli USA una prima definizione dei servizi ancillari e alcune indicazioni per la loro valorizzazione sono contenute in un regolamento del 1998 (Order 888) emesso dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (Ferc). Essi vengono definiti come "servizi necessari al supporto della trasmissione di energia elettrica dal venditore all'acquirente, dati gli obblighi delle aree di controllo e delle società di trasmissione di mantenere l'affidabilità del sistema di interconnessione". La valorizzazione prevista di tali servizi si basa sul principio del costo,

ma non tutti gli Stati hanno seguito questa indicazione.

In California il bilanciamento di sistema ricade sotto la responsabilità del gestore della rete (Cal-Iso) che gestisce un mercato basato su offerte di aggiustamento un'ora prima. Il Cal-Iso può anche utilizzare i servizi ancillari per bilanciare il sistema se questi sono offerti a un prezzo inferiore a quello delle offerte di aggiustamento. Un prezzo *ex post* viene determinato per ogni periodo di consegna per regolare le deviazioni dalle quantità programmate nel mercato *day-ahead*.

Negli stati del nord-est degli Stati Uniti la gestione dei servizi ancillari è di competenza del gestore della rete (PJM) che ripartisce il loro costo su tutti gli operatori in proporzione del grado di utilizzo della rete (sistema amministrativo). Tutti gli acquirenti pagano un corrispettivo a copertura dei servizi ancillari e delle perdite di rete.

La liberalizzazione dell'attività di misura nei paesi europei

L'attività di misura, inclusiva delle attività di esercizio (installazione, manutenzione e riparazione dei misuratori) e delle attività di rilevazione, trattamento e aggregazione dei dati riveste un ruolo di primaria importanza ai fini del funzionamento delle diverse attività del settore elettrico in un assetto di mercato liberalizzato. L'attività di misura, infatti, costituisce lo strumento attraverso il quale raccogliere e fornire le informazioni (quantità di energia elettrica scambiata) necessarie all'esecuzione delle transazioni tra i diversi soggetti (produttori, proprietari e gestori di reti di trasmissione o distribuzione, *trader*, clienti finali) che avvengono nel mercato dell'energia elettrica. L'attività è inoltre necessaria al fine di introdurre forme tariffarie o offerte economiche innovative, incentivare i clienti finali a un uso efficiente della risorsa elettrica (*demand side management*) e rafforzare la concorrenza tra fornitori alternativi.

Nei regimi di mercato non liberalizzati, l'attività di misura viene tradizionalmente svolta dalle società di distribuzione, che sono anche proprietarie delle apparecchiature di misura.

La liberalizzazione dei mercati e l'apertura alla concorrenza delle attività di vendita comportano anche la necessità di liberalizzare le attività di misurazione, che tuttavia presentano profili giuridici e tecnici in parte diversi da quelli della vendita e tali da richiedere previsioni normative specifiche. Il passaggio a una nuova fornitura non dovrebbe, infatti, essere gravato da oneri aggiuntivi per l'acquisto di nuovi misuratori per evitare condizioni di disparità rispetto a coloro che rimangono con il venditore tradizionale, che integra le attività di distribuzione con la proprietà dei misuratori[4]. Qualora, invece, non sussista un problema di costo aggiuntivo in quanto i misuratori già installati garantiscono nuove prestazioni, il mantenimento della loro proprietà in capo alla società di distribuzione che eserciti anche l'attività di vendita, pur se sottoposta a un regime di separazione contabile, pone un problema di riservatezza.

---

4 In Norvegia e Svezia, ad esempio, l'acquisto di energia nel mercato libero nella prima fase di apertura del mercato richiedeva l'acquisto di misuratori in grado di rilevare i consumi nello stesso intervallo in cui veniva fissato il prezzo dell'energia all'ingrosso sul mercato delle offerte. Poiché tale costo (fisso) sopravanzava i risparmi attesi dall'approvvigionamento nel mercato libero, la gran parte dei clienti idonei era rimasta nel mercato vincolato regolato da tariffe. Al fine di non ostacolare il passaggio al mercato libero dei consumatori domestici fu previsto che il consumo dei clienti idonei al di sotto di una certa soglia potesse essere misurato in base a profili di consumo standard.

In gran parte dei paesi europei, tranne il caso di Inghilterra e Galles, le attività connesse al *metering* continuano ad essere svolte dai distributori. Una maggiore consapevolezza della criticità del *metering* ai fini della liberalizzazione del mercato finale sta però spingendo molti paesi verso un riassetto più competitivo di tali attività. Sono così stati pubblicati in Olanda, Norvegia e Finlandia documenti di consultazione per la revisione dell'assetto di tali attività.

L'esperienza più matura al riguardo, anche se non ancora conclusa, è quella inglese, paese che ha introdotto le prime azioni per la liberalizzazione dell'attività di misura sin dal 1990.

Nel 1998, con l'apertura al mercato di tutti i segmenti di consumo, fu stabilito l'obbligo di installazione dei misuratori per intervalli (ogni 30' nel Pool, ora in via di superamento con l'introduzione del Neta) per i clienti del mercato libero con potenza installata superiore a 100 KW, e la facoltà di ricorrere a profili di consumo per i clienti idonei con potenza installata inferiore.

Le autorizzazioni (*licence*) che regolano le attività delle società di distribuzione e vendita, le *Public Electricity Suppliers* (Pes), distinguono le seguenti attività di misura:

attività di esercizio dei misuratori (*metering operation*):

- fornitura e installazione del misuratore
- gestione dei misuratori (manutenzione, riparazione ecc.)

attività di raccolta e trattamento dei dati (*data meter operation*):

- rilevazione dati *(data reading and collection)*
- trattamento e validazione dati *(data processing)*
- aggregazione dati *(data aggregation o handling)*.

Tale disaggregazione permette di far apprezzare le differenze che sussistono tra tali attività in termini di competenze tecnologiche e di risorse umane e informatiche richieste e pertanto le sinergie e i vincoli che possono derivare da un assetto di mercato non integrato. In base ad una nuova normativa introdotta nel 1999, allo svolgimento delle attività appena elencate presiedono in Inghilterra e Galles tre diversi soggetti: il *meter operator*, che svolge le attività di esercizio dei misuratori, il *data collector*, che svolge le attività di raccolta dati e il *data aggregator*, che aggrega i dati di consumo ai fini del *settlement* nella borsa. La proprietà dei misuratori per intervalli è del cliente, ma più spesso dei *meter operator*. Operano attualmente poco meno di 20 *meter operator* non integrati con altre attività della filiera elettrica, un operatore maggiore nelle attività di raccolta dati, cui si aggiungono tutte le Pes e pochi "aggregatori" di dati, di cui il più grande copre una quota rilevante del mercato.

Per il segmento dei consumatori che non hanno installato misuratori orari è previsto un fornitore di ultima istanza, normalmente coincidente con il distributore. Per i misuratori diversi da 30' le Pes mantengono il monopolio sia delle attività di *metering operation*, sia di *data operation*.

L'attuale configurazione delle attività di misura non appare, tuttavia, del tutto in grado di assicurare condizioni di concorrenza nel mercato. Da parte del Regolatore inglese (Ofgem) vi è in particolare la preoccupazione che i distributori *incumbent* possano far valere un vantaggio competitivo nei confronti di nuovi operatori indipendenti. Per tale ragione nel marzo 2001 l'Ofgem ha pubblicato un documento di consultazione in cui propone alcuni correttivi all'assetto vigente al fine di approvare una nuova regolazione dell'attività di misura per la fine dell'anno. La nuova regolazione dovrà contenere regole per accrescere il grado di concorrenza nell'attività di fornitura dei servizi di *metering*, aumentare la flessibilità contrattuale e consentire l'innovazione tecnologica e la relativa standardizzazione delle tecnologie di misura.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

Confronti internazionali dei prezzi

In analogia con quanto già presentato nella *Relazione Annuale 2000*, vengono presentate le statistiche Eurostat che consentono di valutare il grado di onerosità dei prezzi italiani per le diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I dati per il luglio 2000

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 1997 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare i confronti con i maggiori paesi europei in maniera più corretta, in quanto i consumi dei vari paesi hanno dimensioni assai diverse. I confronti sono effettuati in lire/kWh, 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 all'Unione monetaria europea.

I dati dell'Eurostat per le *utenze domestiche* sono relativi a quattro tipologie di consumo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh annui. I dati del luglio 2000 mostrano che gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono prezzi sia al lordo, sia al netto delle imposte molto inferiori, pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 61 per cento (Tav. 2.15). Mediamente, lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai volumi di consumo per paese e alla loro distribuzione per le classi considerate) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 16 per cento. Tale divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kW e consumi annui di 2.700 kWh, attorno alla quale si addensa gran parte dell'utenza domestica.

Diversa la situazione per le *utenze industriali* (usi a scopi industriali, terziari e agricoli, in locali diversi dalle abitazioni), dove vengono presentati dati relativi a sei tipologie di consumo, comprese fra 160 MWh e 70 GWh annui. I prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano in questo caso sempre al di sopra della media europea, con scostamenti che – diversamente da quanto rilevato nello scorso anno – tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo, oltre il 54 per cento, nel

caso della classe di consumo di 2 GWh annui (Tav. 2.16). Il divario crescente con la media europea riflette anche l'aumento della componente relativa agli oneri di sistema in tariffa per tutte le tipologie di consumo ed in particolare per quelle più elevate.

Al netto delle imposte, il divario con il valore medio è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevato per i grandi consumatori, come conseguenza della minore incidenza fiscale.

L'andamento fra il luglio 1999 e il luglio 2000

L'andamento dei prezzi nel corso dell'ultimo anno mostra i primi effetti sui prezzi dell'elettricità dei cambiamenti strutturali in atto sui mercati europei, culminati con il recepimento della Direttiva 96/92/CE e con la conseguente apertura del mercato, attuata nell'ultimo biennio in quasi tutti i paesi. Alcuni paesi, tuttavia, hanno risentito fortemente dell'apprezzamento del petrolio sui mercati internazionali riportando significativi incrementi.

Per le *utenze domestiche*, la flessione della media europea riguarda tutte le tipologie di consumo, risultando compresa fra il 2 e il 3 per cento; la riduzione appare più intensa per i paesi di più estesa o recente liberalizzazione, come la Germania, il Regno Unito e la Spagna, ma significativa anche per paesi non ancora ampiamente liberalizzati come il Belgio e la Grecia (Tav. 2.15). L'Italia registra una crescita tendenziale dei prezzi per le tipologie con consumi più bassi e, specularmente, una flessione per quelle con consumi più elevati. Tale andamento va attribuito anche alla riforma tariffaria introdotta dall'Autorità a partire dal 1° gennaio 2000, che ha teso a riequilibrare l'onere complessivo anche attraverso un graduale ripristino della responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi nel caso delle utenze domestiche agevolate.

Per le *utenze industriali* la diminuzione dei prezzi in Europa non ha riguardato tutte le tipologie di consumo. Anche in questo caso il valore medio ponderato europeo per ogni tipologia riflette la crescita dei prezzi nei paesi più grandi per entità del consumo, come l'Italia che, assieme a Olanda e Danimarca, ha risentito maggiormente dell'innalzamento dei prezzi del petrolio. Il maggior decremento dei prezzi in Europa si è invece registrato in Germania, dove tradizionalmente si sono riscontrati i prezzi più elevati (Tav. 2.16).

Tav. 2.15 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 600 KWH			CONSUMO ANNUO 1.200 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	309,6	229,4	-3,0	298,3	219,5	-3,7
BELGIO	353,3	289,4	-12,6	343,7	281,3	-9,8
DANIMARCA	589,3	305,9	5,1	463,1	204,9	5,3
FINLANDIA	290,6	224,6	-0,3	213,7	161,6	-0,3
FRANCIA[B]	312,7	247,4	-0,6	275,9	215,7	-0,7
GERMANIA[B]	447,5	363,5	-6,1	360,8	288,8	-9,1
GRECIA	143,6	133,0	-7,5	134,8	124,8	-7,5
IRLANDA	299,8	266,5	0,0	247,7	220,2	0,0
ITALIA	**162,4**	**144,7**	27,8	**169,5**	**151,1**	19,2
LUSSEMBURGO	430,6	406,1	-2,3	322,1	303,8	-2,3
NORVEGIA	621,2	484,8	-0,9	355,9	269,0	-2,1
OLANDA[B][D]	336,7	286,6	12,7	288,5	225,1	10,9
PORTOGALLO	246,2	232,6	-0,6	282,2	267,8	-0,5
INGHILTERRA[B]	372,9	355,2	-10,3	287,1	273,5	-7,7
SPAGNA	270,3	221,7	-2,1	270,3	221,7	-2,1
SVEZIA	444,8	320,5	0,3	298,2	203,2	0,4
MEDIA EUROPEA PONDERATA[C]	360,5	295,7	-2,0	292,5	236,7	-2,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	-54,9	-51,1		-42,1	-36,2	

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);
(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) Prezzi gennaio 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.15 [SEGUE] **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 3.500 KWH ANNO			CONSUMO ANNUO 7.500 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	256,1	184,3	-3,0	257,5	185,7	-2,9
BELGIO	277,0	226,1	-0,8	259,2	211,7	2,1
DANIMARCA	380,6	138,9	5,8	356,0	119,2	6,0
FINLANDIA	168,6	124,6	-0,4	144,5	104,9	-0,8
FRANCIA[B]	223,4	177,1	-1,5	217,3	171,5	-1,5
GERMANIA[B]	298,3	234,8	-6,3	273,0	213,0	-9,5
GRECIA	114,9	106,4	-7,5	129,4	119,9	-7,4
IRLANDA	173,1	153,9	0,0	166,3	147,8	0,0
ITALIA	**405,7**	**320,7**	-2,0	**376,2**	**293,9**	-1,7
LUSSEMBURGO	215,0	203,0	-2,1	208,3	196,8	-2,4
NORVEGIA	181,6	127,4	-4,8	133,1	87,9	-7,0
OLANDA[B][D]	263,2	176,7	11,8	257,4	164,2	13,8
PORTOGALLO	243,2	231,2	-0,6	215,8	205,3	-0,6
INGHILTERRA[B]	209,5	199,6	-5,2	192,5	183,3	-3,7
SPAGNA	211,3	173,3	-2,1	193,9	159,0	-2,1
SVEZIA	201,9	126,2	0,4	190,8	117,3	-3,2
MEDIA EUROPEA PONDERATA[C]	251,4	198,6	-2,1	233,2	182,5	-2,7
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	61,4	61,5		61,3	61,1	

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);
(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) Prezzi gennaio 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.16 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	160.000 kWh ANNO (100 kW, 1.600 h)			2 GWh ANNO (500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	229,4	201,2	-8,9			
BELGIO	227,0	227,0	0,9	147,4	147,4	3,4
DANIMARCA	115,2	102,2	4,7	109,3	96,3	5,1
FINLANDIA	104,9	96,5	-2,7	81,1	72,7	-1,8
FRANCIA[B]	157,0	152,0	-2,7	106,0	106,0	-3,5
GERMANIA[B]	220,1	207,7	-13,8	143,2	130,8	-14,8
GRECIA	146,1	146,1	0,0	107,7	107,7	0,0
IRLANDA	210,7	210,7	0,0	128,1	128,1	0,0
ITALIA	**251,0**	**218,4**	23,4	**199,3**	**166,7**	26,4
LUSSEMBURGO	194,9	194,9	-4,7	134,4	134,4	-4,8
OLANDA[B]	96,6	96,6	-2,6	61,3	61,3	-7,2
NORVEGIA	216,8	202,0	8,1	136,6	131,5	17,5
PORTOGALLO	165,0	165,0	-0,5	124,5	124,5	-0,5
INGHILTERRA[B]	180,6	194,9	-4,5	123,5	135,8	11,8
SPAGNA	153,1	145,7	2,0	129,4	123,1	1,9
SVEZIA	95,1	95,1	-10,2	75,1	75,1	5,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA	184,0	174,2	-0,1	129,1	121,9	3,2
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	36,4	25,4		54,3	36,8	

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);
(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.16 (SEGUE) **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	10 GWh ANNO (2.500 kW, 4.000 h)			24 GWH ANNO (4.000 KW, 6.000 H)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA						
BELGIO	135,4	135,4	3,7	111,8	111,8	4,5
DANIMARCA						
FINLANDIA	80,2	71,8	-0,9	73,3	64,9	-1,1
FRANCIA[B]	106,0	106,0	-3,5	91,2	91,2	-4,1
GERMANIA[B]	135,3	122,9	-18,0	112,5	100,1	-18,2
GRECIA	107,7	107,7	0,0	90,6	90,6	0,0
IRLANDA	119,6	119,6	0,1	102,7	102,7	-0,1
ITALIA	**184,3**	**166,6**	26,4	**156,2**	**147,8**	36,5
LUSSEMBURGO	101,3	101,3	-7,9	83,5	83,5	-7,9
OLANDA[B]	53,8	53,8	-6,2	42,2	42,2	-8,2
NORVEGIA						
PORTOGALLO	124,5	124,5	-0,5	101,6	101,6	-0,5
INGHILTERRA[B]	112,1	120,9			111,3	
SPAGNA	121,3	115,3	2,0	109,0	103,8	2,1
SVEZIA	64,6	64,6	0,8	58,4	58,4	3,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA	121,2	115,5	0,6	104,4	98,7	2,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	52,1	44,2		49,7	49,7	

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);
(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat

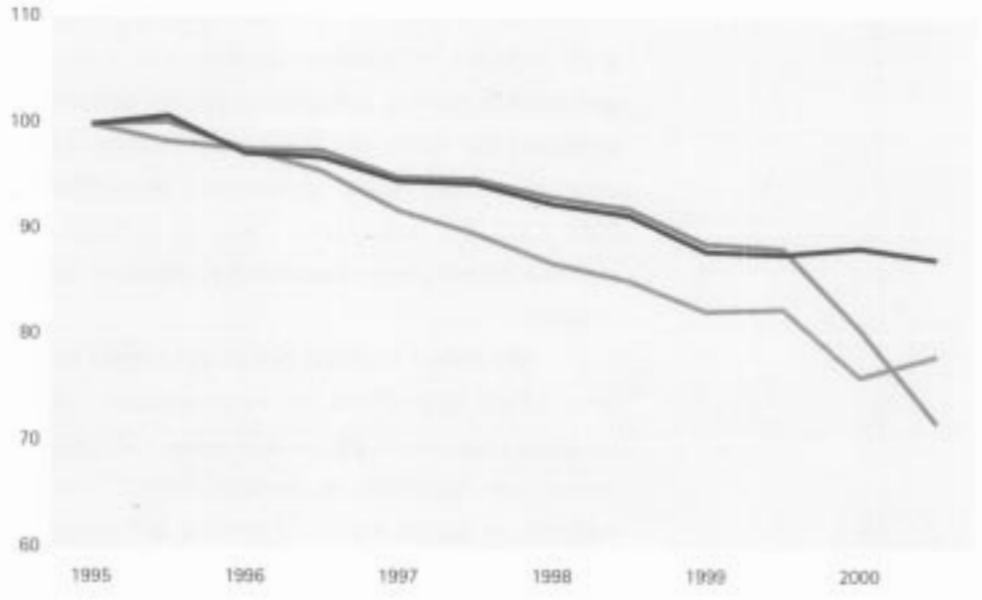
Liberalizzazioni e prezzi dell'elettricità nei paesi europei

Per effetto dei processi di liberalizzazione avviati con il recepimento della Direttiva europea 96/92/CE, in molti paesi europei i prezzi per i consumatori industriali, i primi a beneficiare dell'apertura dei mercati, sono discesi. L'osservazione dell'andamento dei prezzi per una tipologia di consumo (2 GW annui) dall'anno di approvazione della Direttiva europea consente di meglio cogliere la relazione tra grado di apertura e andamento dei prezzi.

In media, le riduzioni di prezzo più significative si sono registrate nei paesi che hanno aperto il mercato in una misura superiore a quella prevista dalla stessa Direttiva (Fig. 2.2). In Inghilterra e Galles, dove l'avvio del processo di liberalizzazione è stato avviato nel 1990, le riduzioni di prezzo che si sono registrate sin da quell'anno sono dell'ordine del 35 per cento in termini reali, rispetto a una riduzione media europea del 25 per cento. In Finlandia e Svezia, dove l'avvio del processo concorrenziale risale alla metà degli anni novanta, le riduzioni di prezzo sono state rispettivamente del 20 per cento e del 15 per cento dal 1996. Tali riduzioni si sono verificate in paesi in cui il livello dei prezzi risulta già tra i più bassi in Europa. Anche in Germania, paese che tradizionalmente presenta i prezzi più elevati in Europa, i prezzi sono calati del 28 per cento tra il marzo 1998 (data di attuazione della Direttiva) e l'agosto 2000.

FIG. 2.2 ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI (A)

Anni 1995-2000; numeri indice 1995 = 100



Paesi con apertura del mercato = 100%

Paesi con apertura del mercato = 40%

Paesi con apertura del mercato < 40%

(A) Utenze industriali con consumi di 2 GWh annui (5.000 h x 400 KW).

Fonte:Eurostat.

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi aggregati

Nonostante le due riduzioni che il prezzo dell'energia elettrica ha registrato nei primi mesi del 1999 (rispettivamente pari a -5,7 per cento in gennaio e a -0,8 per cento in marzo), nell'anno l'apporto deflattivo dell'energia elettrica è stato attenuato dai rincari che il servizio ha subito a partire da luglio, in seguito alla marcata risalita delle quotazioni petrolifere sui mercati internazionali (Tav. 2.17). Ciò nonostante, l'anno si è chiuso con un contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva negativo, quantificabile in 0,05 punti percentuali.

Nel 2000 i continui rincari del prezzo del petrolio hanno completamente annullato la tendenza alla riduzione che, a inizio d'anno, la riforma tariffaria aveva impresso al prezzo dell'energia elettrica. Dopo il calo di mezzo punto percentuale registrato in gennaio, infatti, l'indice ha evidenziato incrementi costanti. In media d'anno, il prezzo dell'energia elettrica è cresciuto dell'8,2 per cento rispetto al 1999, con un apporto inflattivo misurato sui prezzi al consumo di poco inferiore a un punto percentuale[5-6].

5 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione" (circa la procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica *cfr.* le precedenti *Relazioni Annuali*). Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi NIC. Sino al 1998 l'incidenza dell'energia elettrica nel calcolo dell'indice generale era pari a 1,79 per cento, nel 1999 è scesa a 1,36 e nel 2000 si è ulteriormente ridotta a 1,18 per cento. Il peso dell'energia elettrica nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, che sino al 1998 era pari a 1,76 per cento, è sceso a 1,33 nel 1999 e ha raggiunto 1,6 per cento nel 2000. Tali pesi si riducono a quelli prima indicati quando calcolati sull'indice totale esclusi i tabacchi - vale a dire sull'indice che determina il tasso d'inflazione ufficiale.

6 A causa di indisponibilità di dati di prezzo medio di fonte Enel dovuta a ristrutturazione del sistema interno di elaborazione dati non è possibile in questa edizione della Relazione Annuale porre a confronto l'indice Istat con l'indice di prezzo medio Enel.

TAV. 2.17 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

	1999				2000			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE[A]	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE[A]	VAR. %
GENNAIO	89,3	-5,7	82,1	-7,0	94,4	2,2	84,9	3,4
FEBBRAIO	89,3	-5,7	81,9	-7,0	94,4	2,4	84,6	3,2
MARZO	88,6	-6,4	81,1	-7,7	94,6	2,5	84,5	4,2
APRILE	88,6	-6,4	80,9	-7,9	94,6	2,3	84,5	4,4
MAGGIO	88,8	-6,2	80,9	-7,7	97,7	2,4	86,9	7,5
GIUGNO	88,8	-6,2	80,9	-7,7	97,7	2,7	86,6	7,1
LUGLIO	90,2	-4,8	82,0	-6,4	99,5	2,6	88,1	7,5
AGOSTO	90,2	-4,8	81,9	-6,4	99,5	2,6	88,1	7,5
SETTEMBRE	93,2	-1,6	84,5	-3,4	100,6	2,7	88,8	5,1
OTTOBRE	93,2	-1,6	84,2	-3,6	100,6	2,6	88,6	5,2
NOVEMBRE	94,9	0,2	85,6	-1,9	103,1	2,8	90,4	5,7
DICEMBRE	94,9	0,2	85,5	-1,9	103,1	2,8	90,4	5,7
MEDIA ANNUA	**90,8**	-4,1	**82,6**	-5,7	**98,3**	8,2	**87,2**	5,5

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

Lo stato della qualità del servizio

Nel corso del 2000 l'Autorità ha effettuato la quarta indagine annuale sulla qualità del servizio[7].

Come descritto più approfonditamente nel capitolo 6 di questa Relazione, alla fine del 1999 sono stati definiti dall'Autorità i livelli di qualità commerciale uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti con indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto e i livelli generali di qualità riferiti alle interruzioni senza preavviso lunghe. Tali nuovi livelli obbligatori sono entrati in vigore nel corso del 2000. I nuovi standard nazionali di qualità definiti dall'Autorità superano definitivamente gli standard di qualità definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza, dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità sulla qualità del servizio conterrà i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità e non più la verifica del rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte dei servizi.

Adozione delle Carte dei servizi

L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi presso gli esercenti e ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi è aumentato di anno in anno nel corso del periodo 1996-1999. Alla data del 31 dicembre 1999, oltre all'Enel 100 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (7 in più dell'anno precedente). L'Enel ha predisposto dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone di distribuzione in cui era articolata l'organizzazione operativa; tale organizzazione è stata modificata nel 1999; a seguito della riorganizzazione sono stati introdotti nuovi standard per i 74 esercizi di distribuzione dell'attuale struttura operativa.

Nel 1999 i clienti del servizio elettrico il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi sono 32,3 milioni e costituiscono il 99 per cento dell'intera utenza in bassa tensione in Italia (Tav. 2.18).

---

7 L'indagine ha lo scopo di verificare il rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi e di rilevare i livelli di qualità raggiunti nel 1999 a fronte di tali standard. La rilevazione si basa sui dati forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità.

TAV. 2.18 **ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI**

ANNI	ENEL	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[A]	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[B]	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1996	147	22	42	**211**
1997	147	25	55	**227**
1998	147	26	67	**240**
1999	147	26	74	**247**
CLIENTI IN BASSA TENSIONE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (milioni)				
1996	28,6	2,3	0,1	**31,0**
1997	28,8	2,4	0,1	**31,3**
1998	29,2	2,5	0,2	**31,9**
1999	29,6	2,5	0,2	**32,3**

(A) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 clienti in bassa tensione;
(B) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 clienti in bassa tensione;

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Verifica degli standard di qualità commerciale delle Carte dei servizi

Nel complesso, appare confermato anche per il 1999 quanto rilevato negli anni precedenti:

- gli standard delle Carte dei servizi sono piuttosto differenziati tra loro soprattutto per le imprese distributrici locali;
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni sia per l'Enel, sia per le imprese distributrici locali (gli standard delle Carte dei servizi sono stati definiti in modo prudenziale);
- la media dei livelli effettivi è molto lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- l'Enel ha verificato tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le zone di distribuzione mentre gli altri esercenti, soprattutto i più piccoli, hanno verificato gli standard in modo incompleto.

Dall'indagine risulta inoltre che:

- in generale gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio nelle proprie carte dei servizi non vengono aggiornati periodicamente; solo 8 imprese distributrici locali hanno aggiornato i propri standard e, per Enel, questo è avvenuto per 12 esercizi a seguito della riorganizzazione delle zone operative;
- i tempi medi effettivi rilevati nel 1999 non hanno subito variazioni di rilievo rispetto al 1998;
- le prestazioni dell'Enel sono leggermente peggiorate pur mantenendosi su livelli medi largamente inferiori ai tempi massimi dichiarati (Tav. 2.19);
- il tempo medio effettivo delle maggiori imprese distributrici locali è peggiorato per l'esecuzione di preventivi, per le disattivazioni su richiesta del cliente, per le rettifiche di fatturazione e per la verifica dei misuratori, mentre è migliorato per l'allacciamento delle nuove utenze e per la verifica della tensione (Tav. 2.20);
- i tempi medi effettivi delle imprese distributrici locali di minore dimensione, invece, sono migliorati per tutte le prestazioni su richiesta del cliente ad eccezione dei tempi di risposta ai reclami (Tav. 2.21).

TAV. 2.19 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: ENEL S.P.A.**

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	299.514	40	25	55	16,5	17,4
ALLACCIAMENTI	273.188	50	50	80	5	5,8
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI(A)	1.373.679	10	10	20	1,5	1,5
DISATTIVAZIONI	868.396	12	12	15	2,8	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	31.020	28	28	28	13,3	12,2
RISPOSTA A RECLAMI	22.081	30	25	30	23,5	23,9
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	5.262	45	30	45	8,7	8,9
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	474.947	1	1	1	1,0	1,0
VERIFICA MISURATORI	6.066	20	20	20	9,0	9,9
VERIFICA TENSIONE	1.359	20	20	20	7,1	7,6

(A) Sono comprese le autoattivazioni.
(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.
(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.20 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON PIÙ DI 10.000 CLIENTI**

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	21.148	25,9	7	35	16,8	22,8
ALLACCIAMENTI	10.410	17,1	5	40	9,6	7,4
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI(A)	137.105	7,4	2	12	3,4	3,0
DISATTIVAZIONI	91.536	7,7	2	12	4,5	5,6
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.406	23,4	8	30	15,4	15,8
RISPOSTA A RECLAMI	4.133	22,1	8	30	15,2	15,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	35.379	38,5	3	120	9,5	13,2
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	17.657	1,0	1	2	0,9	1,0
VERIFICA MISURATORI	2.094	21,4	5	30	6,3	13,0
VERIFICA TENSIONE	2.018	3,3	1	30	5,2	1,3

(A) Sono comprese le autoattivazioni.
(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.
(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Nota:
Il numero di esercenti che hanno verificato gli standard in modo valido è variabile da prestazione a prestazione.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 3.21 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON MENO DI 10.000 CLIENTI**

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	3.033	21,5	1	45	10,2	6,0
ALLACCIAMENTI	3.615	17,5	2	40	10,1	8,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI[A]	5.387	6,1	1	15	3,7	2,8
DISATTIVAZIONI	4.494	4,8	1	12	3,4	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	350	21,9	2	30	13,0	7,1
RISPOSTA A RECLAMI	195	22,8	1	30	9,8	9,9
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	532	28,0	2	80	12,3	8,5
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	276	1,7	1	20	1,2	1,1
VERIFICA MISURATORI	568	15,1	1	20	6,1	2,7
VERIFICA TENSIONE	238	9,9	1	20	4,8	3,4

(A) Sono comprese le autoattivazioni.
(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.
(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Rimborsi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico, in vigore nel 1999, stabilisce che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e prevede che le imprese distributrici, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili al cliente o a terzi, riconoscano un rimborso ai clienti coinvolti.

La scelta degli indicatori di qualità da assoggettare a rimborso, l'entità del rimborso, le procedure di rimborso sono lasciati alle imprese distributrici. Dall'analisi effettuata risulta che gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente a esercente, mentre non sono state riscontrate differenze di rilievo tra gli esercenti sull'entità dei rimborsi. Per quanto riguarda le modalità di rimborso, l'Enel e quasi tutte le imprese distributrici locali hanno definito procedure di rimborso su richiesta del cliente. Solo l'Ami-Imola, l'Aem-Torino e, dall'1 ottobre 1999, anche l'Asm-Brescia hanno adottato procedure di rimborso automatico.

Le procedure di rimborso rimangono tuttavia ancora scarsamente utilizzate. Il limitato numero dei rimborsi richiesti dai clienti a fronte del numero dei casi per i quali ne avrebbero avuto diritto è dovuto soprattutto alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi da parte dei clienti (Tav. 2.22)[8].

Dall'1 luglio 2000 in caso di mancato rispetto degli standard nazionali specifici di qualità commerciale sono previsti rimborsi automatici ai clienti. Una prima sintesi dei rimborsi pagati dagli esercenti agli utenti per effetto della nuova regolazione della qualità commerciale definita dall'Autorità è contenuta nel capitolo 6 di questa Relazione.

8 Per il confronto del numero dei casi di mancato rispetto degli standard delle Carte dei servizi soggetti a rimborso nel periodo 1996-1999, è necessario tenere presente che dal 1999 sono disponibili i dati di Acea-Roma relativi al numero di casi fuori standard, separati in relazione alle cause di mancato rispetto degli standard, mentre questi dati non erano disponibili negli anni precedenti (Tav. 2.23).

TAV. 2.22 **RIMBORSI AI CLIENTI**

	ENEL S.P.A.	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[B]	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[C]	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	3.714	4.635[A]	69	8.418
RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	3	5	11	19
RIMBORSI CONCESSI	2	9	11	22
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (MILIONI DI LIRE)	0,1	0,7	1,1	1,9

(A) Sono compresi i dati dell'Acea-Roma (3.945 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso)
(B) Maggiori aziende elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti in bassa tensione.
(C) Altre aziende elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.23 **EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO**

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	ENEL S.P.A.	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[C]	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI[D]	TOTALE
NEL 1996	23.607	212[A]	27	23.846
NEL 1997	5.289	810[A]	n.d.	6.099
NEL 1998	3.708	423[A]	36	4.167
NEL 1999	3.714	4.635[B]	69	8.418

(A) Non sono compresi i dati dell'Acea-Roma.
(B) Sono compresi i dati dell'Acea-Roma (3.945 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso).
(C) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti in bassa tensione.
(D) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni senza preavviso lunghe (con durata superiore a 3 minuti) e le interruzioni con preavviso (con preavviso ai clienti, di almeno 1 giorno).

Per ciascuna delle due tipologie di interruzione sono analizzati:

- il numero di interruzioni per cliente all'anno, cioè il rapporto tra la somma annuale del numero di clienti coinvolti nelle interruzioni e il numero di clienti a fine anno;
- la durata complessiva di interruzione per cliente, espressa in minuti persi all'anno per cliente, cioè il rapporto tra sommatoria annuale dei prodotti del numero di clienti coinvolti nell'interruzione per la durata di ciascun evento e il numero di clienti a fine anno.

Il numero e la durata delle interruzioni con preavviso e delle interruzioni senza preavviso lunghe relativamente ai clienti in bassa tensione serviti dall'Enel è disponibile per gli anni dal 1996 al 1999 (Tavv. 2.24 - 2.32). Per il 1999 non sono disponibili i dati relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia. Una istruttoria formale dell'Autorità ha infatti accertato che i dati inizialmente forniti da Enel in merito a queste tre regioni non erano veritieri; essi sono stati pertanto esclusi da tutte le elaborazioni i cui risultati sono presentati in questo rapporto.

In media un cliente dell'Enel alimentato in bassa tensione ha subito, nel 1999, 3,8 interruzioni senza preavviso lunghe (erano 4,8 nel 1996, 4,6 nel 1997 e 4,1 nel 1998), per un totale di 191 minuti persi per cliente (erano 272 nel 1996, 209 nel 1997 e 196 nel 1998). Questi dati comprendono tutte le cause di interruzione. Sono disponibili anche i dati relativi alle interruzioni al netto di quelle causate da eventi dovuti a situazioni straordinarie o causati da terzi (Tav. 2.24).

Ai valori nazionali di continuità del servizio non corrisponde una situazione uniforme in tutto il paese: nel nord la media è di 2,7 interruzioni per cliente all'anno (145 minuti persi per cliente), mentre nel Mezzogiorno, escluse le regioni Campania, Calabria e Sicilia, la media sale a 5,4 interruzioni per cliente all'anno (297 minuti persi per cliente; Tav. 2.24).

TAV. 2.24 INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE				
1996	**4,8**	3,5	5,1	6,1
1997	**4,6**	2,8	5,7	6,1
1998	4,1	2,6	4,9	5,4
1999(A)	**3,8**	2,7	5,2	5,4
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)				
1996	**272**	159	285	403
1997	**209**	125	229	302
1998	196	121	230	270
1999(A)	**191**	145	227	297

(A) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.25 INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE DEPURATE DA EVENTI DOVUTI A SITUAZIONI STRAORDINARIE O CAUSATI DA TERZI: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE				
1998	**3,7**	2,3	4,5	4,9
1999(A)	**3,3**	2,2	4,6	5,0
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)				
1998	**170**	103	200	235
1999(A)	**145**	96	185	253

(A) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.26 INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE				
1996	1,2	1,0	1,7	0,8
1997	0,9	0,9	1,2	0,6
1998	0,6	0,5	0,7	0,6
1999	0,4	0,4	0,6	0,4
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per cliente)				
1996	98	99	109	87
1997	82	99	88	70
1998	60	59	83	50
1999	61	58	97	46

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La nuova classificazione territoriale

I livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) devono essere analizzati anche in relazione alle caratteristiche del territorio servito. Infatti, in Italia come altrove, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità. Per questi motivi, fino al 1999 l'Enel ha utilizzato una propria classificazione territoriale che distingueva tra aree urbane, aree semiurbane e aree rurali. Le imprese elettriche locali non avevano adottato una simile classificazione, pur servendo zone con caratteristiche territoriali non sempre omogenee. Questo dava luogo a difficoltà di comparazione tra i diversi soggetti esercenti.

Nel quadro del provvedimento che definisce le regole della misurazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (delibera n. 128/99), l'Autorità ha introdotto una nuova classificazione territoriale in funzione della popolazione residente per comune, valida per tutti gli esercenti.

In base alla nuova classificazione, sono state definite:

- aree ad alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti;
- aree a media concentrazione: comuni con popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti;
- aree a bassa concentrazione: comuni con popolazione non superiore a 5.000 abitanti.

Inoltre, gli esercenti operanti nei comuni con più di 50.000 abitanti hanno potuto presentare all'Autorità istanza di riclassificazione territoriale ai fini di una più precisa classificazione del territorio delle grandi città separando zone periferiche (a bassa o media concentrazione) da zone centrali (ad alta concentrazione).

La nuova classificazione territoriale definita dall'Autorità supera la precedente classificazione dell'Enel che distingueva tra aree urbane (aventi più di 30.000 abitanti), aree semiurbane (aventi tra 10.000 e 30.000 abitanti) e aree rurali (aventi meno di 10.000 abitanti). In particolare, la nuova classificazione territoriale permette di enucleare meglio le porzioni di territorio più tipicamente rurali, come anche quelle più tipicamente urbane (Tav. 2.27).

TAV. 2.27 RIPARTIZIONE DEI CLIENTI SECONDO LA NUOVA E VECCHIA CLASSIFICAZIONE TERRITORIALE

Anno 1999

CLIENTI IN BASSA TENSIONE	VECCHIA CLASSIFICAZIONE				NUOVA CLASSIFICAZIONE			
	AREA URBANA	AREA SEMI-URBANA	AREA RURALE	TOTALE	ALTA CONCEN-TRAZIONE	MEDIA CONCENT-RAZIONE	BASSA CONCEN-TRAZIONE	TOTALE
	%	%	%	%	%	%	%	%
Enel S.p.A.	31	16	47	94	24	46	24	94
Principali Imprese elettriche locali	n.d.	n.d.	n.d.	6	5	0,5	0,5	6
TOTALE				100	29	46,5	24,5	100

Per le interruzioni senza preavviso lunghe, i dati di continuità del servizio sono disponibili già dal 1999 secondo la nuova classificazione, che permette di effettuare confronti omogenei tra i diversi esercenti e tra le regioni italiane (Tavv. 2.31 e 2.33). Per le interruzioni con preavviso, invece, i dati di continuità del servizio calcolati con la nuova classificazione saranno disponibili solo a partire dal 2000.

TAV. 2.28 NUMERO DELLE INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO(A)	SOLO AREA RURALE(B)	SOLO AREA SEMIURBANA(C)	SOLO AREA URBANA(D)
ABRUZZO	1,4	1,9	0,8	0,5
BASILICATA	1,1	1,5	0,0	0,1
CALABRIA	0,3	0,4	0,0	0,1
CAMPANIA	0,0	0,1	0,0	0,0
EMILIA ROMAGNA	0,4	0,7	0,1	0,1
FRIULI	0,5	0,7	0,4	0,1
LAZIO	0,9	1,7	0,9	0,3
LIGURIA	0,2	0,3	0,0	0,2
LOMBARDIA	0,3	0,4	0,1	0,0
MARCHE	0,4	0,5	0,3	0,4
MOLISE	1,2	1,3	0,6	1,1
PIEMONTE	0,4	0,5	0,2	0,2
PUGLIA	0,4	0,6	0,1	0,2
SARDEGNA	0,5	0,7	0,3	0,1
SICILIA	0,3	0,4	0,1	0,1
TOSCANA	0,5	0,9	0,4	0,2
TRENTINO	0,7	0,9	0,0	0,1
UMBRIA	0,5	0,6	0,8	0,1
VALLE D'AOSTA	1,0	1,2	-	0,0
VENETO	0,8	1,0	0,6	0,3
ITALIA	**0,4**	**0,7**	**0,3**	**0,2**
NORD	*0,4*	*0,6*	*0,2*	*0,1*
CENTRO	*0,6*	*1,0*	*0,6*	*0,2*
SUD	*0,4*	*0,6*	*0,1*	*0,1*

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.
(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.
(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.
(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.29 **DURATA DELLE INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.**

REGIONI	MINUTI PERSI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO[A]	SOLO AREA RURALE[B]	SOLO AREA SEMIURBANA[C]	SOLO AREA URBANA[D]
ABRUZZO	214	297	105	67
BASILICATA	106	137	0	5
CALABRIA	49	64	20	12
CAMPANIA	3	7	0	1
EMILIA ROMAGNA	66	102	29	24
FRIULI	75	89	67	26
LAZIO	164	282	185	68
LIGURIA	20	30	6	14
LOMBARDIA	35	52	18	14
MARCHE	33	38	26	29
MOLISE	211	233	94	213
PIEMONTE	44	70	12	8
PUGLIA	12	26	1	4
SARDEGNA	69	106	17	13
SICILIA	38	68	24	12
TOSCANA	56	96	38	22
TRENTINO	87	102	0	5
UMBRIA	65	77	98	22
VALLE D'AOSTA	122	144	-	12
VENETO	119	157	88	39
ITALIA	**61**	**93**	**44**	**21**
NORD	*58*	*86*	*33*	*18*
CENTRO	*97*	*143*	*113*	*43*
SUD	*46*	*82*	*17*	*11*

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.
(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.
(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.
(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.30 **INTERRUZIONI CON PREAVVISO: PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI**

IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI	CLIENTI	NUMERO	DURATA (minuti)
ACEA-ROMA(A)	770.704	0,1	20
AEM-MILANO	435.924	0,4	26
AEM-TORINO	248.249	0,4	26
ACEGAS-TRIESTE	137.802	0,3	30
ASM-BRESCIA	117.353	0,3	23
AEC-BOLZANO(A)	116.585	0,1	10
META-MODENA	108.712	0,4	22

(A) Per Acea-Roma e per Aec-Bolzano i dati indicati si riferiscono alle sole aree ad alta concentrazione come definite dalla delibera n. 128/99.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.31 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO[D]	BASSA CONCENTRAZIONE[C]	MEDIA CONCENTRAZIONE[B]	ALTA CONCENTRAZIONE[A]
PIEMONTE	3,5	5,2	2,5	1,7
VALLE D'AOSTA	2,0	2,3	0,3	
LIGURIA	3,7	8,3	2,6	2,0
LOMBARDIA	1,7	2,3	1,4	1,1
TRENTINO ALTO ADIGE	4,6	5,1	4,5	1,8
VENETO	2,6	4,1	2,5	1,0
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,8	4,6	2,2	1,2
EMILIA ROMAGNA	3,1	6,0	3,0	1,0
TOSCANA	4,8	8,5	5,6	2,0
MARCHE	3,5	4,8	3,0	2,2
UMBRIA	4,2	5,7	4,2	1,8
LAZIO	6,3	9,6	7,3	2,6
ABRUZZO	5,9	8,2	4,9	2,1
MOLISE	4,6	5,9	3,9	1,8
CAMPANIA[E]	NV	NV	NV	NV
PUGLIA	4,5	6,9	4,5	2,5
BASILICATA	4,8	5,9	5,1	1,0
CALABRIA[E]	NV	NV	NV	NV
SICILIA[E]	NV	NV	NV	NV
SARDEGNA	7,3	10,5	7,0	2,2
ITALIA	**3,8**	**5,6**	**3,7**	**1,7**
NORD	*2,7*	*4,3*	*2,2*	*1,3*
CENTRO	*5,2*	*7,8*	*5,8*	*2,3*
SUD[E]	*5,4*	*8,1*	*5,0*	*2,2*

(A) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).
(B) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.
(C) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.
(D) tutto il territorio: media ponderata tra ambiti ad alta, media e bassa concentrazione.
(E) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.32 **DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.**

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO[A]	BASSA CONCENTRAZIONE[B]	MEDIA CONCENTRAZIONE[C]	ALTA CONCENTRAZIONE[D]
PIEMONTE	256	462	143	48
VALLE D'AOSTA	90	108	9	
LIGURIA	214	571	120	91
LOMBARDIA	76	108	67	44
TRENTINO ALTO ADIGE	254	287	249	84
VENETO	117	198	105	38
FRIULI VENEZIA GIULIA	120	209	95	34
EMILIA ROMAGNA	147	296	137	41
TOSCANA	175	295	202	82
MARCHE	144	211	122	80
UMBRIA	198	258	203	77
LAZIO	305	485	349	128
ABRUZZO	390	629	270	104
MOLISE	262	325	224	118
CAMPANIA[E]	NV	NV	NV	NV
PUGLIA	207	369	206	102
BASILICATA	295	367	306	61
CALABRIA[E]	NV	NV	NV	NV
SICILIA[E]	NV	NV	NV	NV
SARDEGNA	410	579	376	166
ITALIA	**191**	**323**	**170**	**75**
NORD	*145*	*271*	*105*	*51*
CENTRO	*227*	*346*	*250*	*103*
SUD[E]	*297*	*503*	*252*	*118*

(A) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).
(B) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.
(C) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.
(D) tutto il territorio: media ponderata tra ambiti ad alta, media e bassa concentrazione.
(E) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.33 NUMERO E DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI

IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI	CLIENTI	DURATA[A] minuti persi per cliente			NUMERO[B] numero di interruzioni per cliente		
		BASSA CONCENTRAZ. (C)	MEDIA CONCENTRAZ. (D)	ALTA CONCENTRAZ. (E)	BASSA CONCENTRAZ. (C)	MEDIA CONCENTRAZ. (D)	ALTA CONCENTRAZ. (E)
ACEA-ROMA	770.704	530	185	108	6,7	3,1	2,3
AEM-MILANO	435.924		44	55		0,7	1,1
AEM-TORINO	248.249			42			1,5
ACEGAS-TRIESTE	137.802			54			1,2
ASM-BRESCIA	117.353			19			0,8
AEC-BOLZANO	116.585	205	93	37	5,8	5,5	2,2
META-MODENA	108.712	NV		NV	NV		NV

(A) minuti persi per cliente.
(B) numero di interruzioni lunghe senza preavviso per cliente.
(C) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).
(D) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.
(E) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio elettrico

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo *Quaderno* della collana *Documenti*.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica (Istat). Congiuntamente con Istat è stata progettata e realizzata una sezione dell'indagine "multiscopo" specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

La rilevazione viene ripetuta annualmente; i dati riportati di seguito si riferiscono al novembre 2000 e ad un campione di oltre 20.000 famiglie.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1999 è risultato complessivamente molto elevato: il 33,1 per cento si dichiara "molto soddisfatto" e il 62,6 per cento "abbastanza soddisfatto", per un totale del 90,7 per cento di utenti complessivamente soddisfatti. Questi dati confermano dati già disponibili da altre ricerche, sia italiane che internazionali, secondo cui il livello di soddisfazione per il servizio elettrico è in generale piuttosto alto, anche rispetto ad altri servizi pubblici.

La percezione sulla qualità del servizio elettrico è influenzata dall'area territoriale di residenza e dell'ampiezza del comune di residenza. La quota di coloro che hanno dichiarato di essere poco o per niente soddisfatti del servizio elettrico raggiunge l'8,1 per cento del totale nazionale, ma cresce nei comuni piccoli (10,2 per cento nei comuni con meno di 2.000 abitanti), al sud (9,8 per cento) e nelle isole (13,6 per cento).

L'analisi dei dati di soddisfazione e insoddisfazione per tipologia di centro abitato mostra un aumento della insoddisfazione tra le aree nei comuni fino a 50.000 abitanti rispetto ai centri urbani a maggiore popolazione. La percentuale di insoddisfatti è infatti compresa tra l'8,1 ed il 10,2 per cento delle famiglie nei comuni di ampiezza fino a 50.000 abitanti, mentre è inferiore al 7 per

cento nei centri maggiori e scende al 5,9 per cento nelle principali aree metropolitane (Tav. 2.34). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio elettrico pari al 2,1 per cento per gli utenti residenti nelle periferie delle aree urbane.

Più accentuate sono le variazioni intorno alla media nazionale dei livelli di soddisfazione e insoddisfazione delle diverse ripartizioni territoriali. Rispetto a una media nazionale dell' 8,1 per cento, la percentuale degli insoddisfatti varia dal 5 per cento del Nord Ovest, al 7,1 per cento del Nord Est, all' 8,5 per cento del Centro, fino ad arrivare al 9,8 per cento nel Sud e al 13,6 per cento delle isole maggiori (Tav. 2.35). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota un aumento della soddisfazione del servizio elettrico per gli utenti del Mezzogiorno pari al 2,6 per cento.

Un'analisi regionale di maggiore dettaglio mostra come le regioni in cui la insoddisfazione complessiva è maggiore sono la Calabria (18,3 per cento), la Puglia (6,8 per cento), la Sardegna (13,6 per cento) e la Sicilia (13,5 per cento); le regioni con la minore insoddisfazione sono il Trentino Alto Adige (3,4 per cento) e la Liguria (4,4) (Fig. 2.3).

L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio permette di individuare le aree di miglioramento secondo la percezione degli utenti. I fattori di qualità esaminati sono:

- continuità del servizio (interruzioni)
- stabilità della tensione (sbalzi di tensione)
- frequenza di lettura dei contatori
- comprensibilità della "bolletta"
- informazioni sul servizio.

Dalla tavola 2.36 emerge che gli intervistati sono più soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio (continuità e stabilità della tensione) e meno dei fattori commerciali (lettura, bollette e informazioni). In particolare, l'insoddisfazione per la frequenza di lettura tocca un utente su quattro (24,6 per cento); anche per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio si registrano livelli di insoddisfazione elevati (rispettivamente 24,2 per cento e 24,1 per cento).

TAV. 2.34 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO**

Analisi per tipo di centro abitato.

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	**90,7**	**8,1**
AREE METROPOLITANE - CENTRO	93,3	5,9
AREE METROPOLITANE - PERIFERIA	88,4	9,6
COMUNI CON PIÙ DI 50.000 AB.	91,9	6,9
COMUNI TRA 10.000 E 50.000 AB.	90,4	8,1
COMUNI TRA 2.000 E 10.000 AB.	89,7	9,1
COMUNI CON MENO DI 2.000 AB.	88,8	10,2

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

TAV. 2.35 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO**

Analisi per ripartizione territoriale.

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	**90,7**	**8,1**
NORD OVEST	94,2	5,0
NORD EST	91,8	7,1
CENTRO	89,7	8,5
SUD	88,8	9,8
ISOLE	84,5	13,6

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

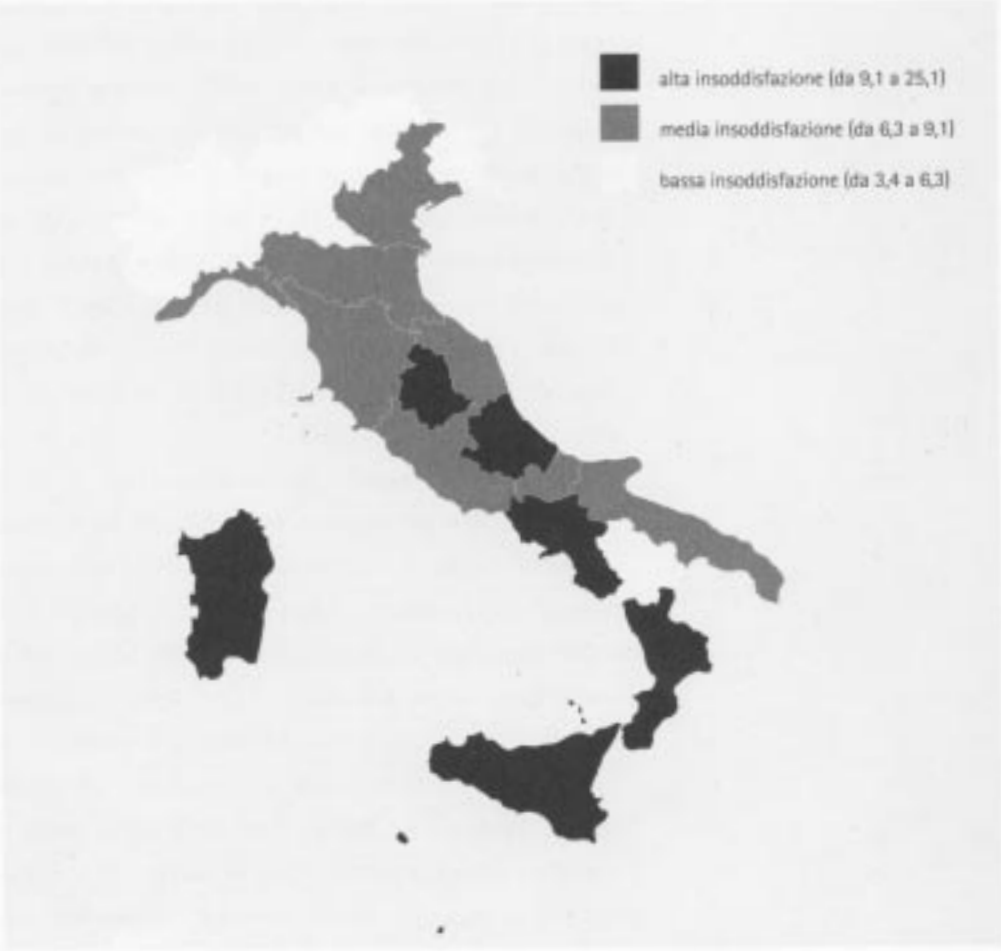
TAV. 2.36 **SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO**

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO SULLA QUALITÀ	**90,7**	**8,1**
GIUDIZI ANALITICI		
CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	91,2	7,5
STABILITÀ DELLA TENSIONE	87,2	11,3
FREQUENZA DI LETTURA	73,6	24,6
COMPRENSIBILITÀ DELLA BOLLETTA	74,2	24,2
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	73,5	24,1

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

FIG. 2.3 **INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO ELETTRICO**

Media Italia 8,1



3. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE DEL GAS

INTRODUZIONE

Nel 2000 è proseguita l'espansione del settore del gas naturale in Italia. Nonostante l'inverno mite, che ha ridotto i consumi delle famiglie, le quantità vendute di gas sono cresciute rispetto al 1999, grazie all'aumento degli usi produttivi (termoelettrici e industriali). In presenza di una nuova flessione dell'offerta interna, la domanda è stata prevalentemente alimentata dalle importazioni; il grado di dipendenza dall'estero ha superato l'80 per cento. Secondo le prime stime di contabilità nazionale, il valore della produzione è cresciuto in termini monetari, ma non in termini reali. L'aumento del deflatore implicito stimato dall'Istat trova conferma nell'andamento dei prezzi interni, fortemente cresciuti nel 2000 a causa dei rincari internazionali dei prodotti combustibili.

Dati di confronto internazionale denotano il permanere di differenziali di prezzo rispetto all'Europa, con scostamenti più ampi per le utenze domestiche. L'aumento delle quotazioni petrolifere ha causato nell'ultimo anno una crescita dei prezzi del gas in quasi tutti i paesi europei, anche se in Italia, almeno per i clienti industriali, l'aumento è stato leggermente inferiore a quello della media degli altri paesi. Il confronto dei prezzi su un periodo più ampio, effettuato mediante gli indici armonizzati dei prezzi al consumo, evidenzia una dinamica delle tariffe italiane in linea con la media dei paesi dell'Unione monetaria. L'onerosità dei prezzi di fornitura ai clienti del mercato vincolato si associa con una loro eccessiva variabilità territoriale, attesa ridursi nei prossimi anni per l'affermarsi del nuovo meccanismo di determinazione tariffaria posto in essere dall'Autorità. Anche il confronto internazionale sulle tariffe di trasporto applicate nei principali paesi europei, dal quale è stata esclusa l'Italia essendo queste tariffe in via di ridefinizione da parte dell'Autorità, mostra un'estrema variabilità geografica, con un netto vantaggio per i clienti del sistema inglese.

Il recepimento nella normativa nazionale della direttiva europea 98/30/CE, ha ridisegnato interamente la struttura del settore. L'apertura del mercato ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione, che sono stati prontamente raccolti dagli operatori. Segnali in tal senso si possono scorgere nelle strategie di acquisizione delle maggiori imprese energetiche italiane, come pure nelle numerose operazioni di aggregazione tra distributori o tra clienti idonei. L'apertura del mercato europeo, accanto alla continua crescita dei consumi, creano solide premesse per un ulteriore sviluppo dell'industria del gas in Europa e in Italia. Cruciale è però, sotto questo punto di vista, la creazione di nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione che permettano, nei prossimi anni, di ampliare la consistenza del sistema nazionale del gas e

concorrano alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Le rilevazioni condotte dall'Autorità consentono di documentare, per il quarto anno consecutivo, l'evoluzione della qualità del servizio del gas e la sua articolazione territoriale. I risultati dell'indagine relativi al 1999 mostrano una sostanziale invarianza rispetto a quanto rilevato negli anni precedenti. Nel marzo 2000, tuttavia, l'Autorità ha definito nuovi livelli di qualità commerciale, entrati in vigore il 1° gennaio 2001, uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti. Tali nuovi standard superano quelli autonomamente definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità conterrà, per gli aspetti commerciali, i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità stessa.

L'indagine annuale, condotta in collaborazione con l'Istat, sul gradimento degli utenti domestici rispetto al servizio del gas ha rilevato un grado di soddisfazione complessivamente molto elevato, anche se in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente. Le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sulla comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione

Secondo le prime stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat e ancora provvisorie, nel 2000 il settore del gas naturale (trasporto e distribuzione) ha contribuito al complesso delle branche energetiche per il 16 per cento circa in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (quest'ultima consta circa di 30.000 unità di lavoro).

Rispetto al 1999, la produzione a prezzi correnti ha registrato una marcata crescita, ma una riduzione a prezzi costanti (-5,9 per cento) a causa del sensibile aumento del deflatore implicito, che trova conferma nell'andamento dei prezzi interni. Un'analoga tendenza alla riduzione (-5,4 per cento) ha caratterizzato anche l'andamento del valore aggiunto, che rappresenta circa il 62 per cento del valore della produzione del settore, anche quest'anno accompagnata da una riduzione nell'occupazione del 3 per cento circa.

Consumi

Nel 2000 i consumi finali di metano hanno raggiunto 69,6 miliardi di mc (Tav. 3.1) in corrispondenza a una crescita inferiore rispetto a quella verificatasi nel corso del 1999 (3,9 per cento contro 8,4 per cento). Ha contribuito a questa minore dinamica l'inverno mite che ha comportato un calo di circa 0,4 miliardi di mc nei consumi del settore civile. Tuttavia, il rallentamento è principalmente una conseguenza della minore crescita nel settore termoelettrico (2,2 miliardi di mc nel 2000 contro 3,5 miliardi di mc nel 1999), che ha comunque registrato un aumento dell'11,6 per cento rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha infatti continuato ad accrescere il suo contributo alla generazione elettrica nazionale in modo consistente: dal 41,2 per cento nel 1999 al 45,5 per cento nel 2000. Come nel 1999, la maggior parte della crescita dei consumi per la generazione elettrica ha riguardato Enel S.p.A, che ha aumentato il suo contributo dal 61 al 62 per cento. I consumi dell'industria (inclusi gli usi per sintesi chimica) e dei trasporti sono aumentati a un tasso significativo, seppure inferiore a quello dell'anno precedente (3,2 contro 5,5 per cento). Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici primari del Paese ha continuato ad aumentare raggiungendo il 32 per cento nel 2000 contro il 31 per cento del 1999.

Approvvigionamento nazionale

La produzione interna di gas naturale è ulteriormente diminuita anche nel 2000 raggiungendo 16,6 miliardi di mc rispetto ai 17,4 miliardi del 1999. Il calo più evidente riguarda la produzione di Eni S.p.A., scesa da 15,4 miliardi di mc nel 1999 a 14,6 miliardi nel 2000. La produzione degli altri operatori è in compenso rimasta quasi costante (2,0 miliardi di mc nel 2000 contro 2,1 nel 1999), seppure con significative modifiche nel contributo dei diversi produttori, alcuni dei quali hanno aumentato la produzione. Se il calo complessivo è almeno in parte attribuibile alle crescenti complessità amministrative che ostacolano il conferimento dei titoli minerari e l'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, appare probabile che la tenuta e anche l'aumento di alcuni produttori nazionali sia una conseguenza delle migliorate condizioni di accesso negoziato al mercato nel corso del 2000, in attesa della nuova disciplina regolata dall'Autorità.

Importazioni

Il 2000 ha evidenziato un fortissimo incremento delle importazioni che hanno raggiunto quasi 59 miliardi di mc. La crescita più consistente ha riguardato il gas olandese (3,2 miliardi di mc), ma sono aumentate in misura significativa anche le importazioni di Eni dalla Russia (in parte per l'avviamento di nuovi accordi contrattuali) e dall'Algeria. Hanno contribuito apprezzabilmente all'aumento delle importazioni anche le forniture di Enel dalla Nigeria e di Edison

dalla Russia, iniziate nel 2000, nonché alcune forniture *spot* da altri paesi.

L'aumento di 9,4 miliardi di mc nelle importazioni non trova riscontro nell'incremento dei consumi, pari ad appena 2,5 miliardi di mc, anche tenendo conto del calo di circa 0,8 miliardi di mc nella produzione nazionale. L'inverno mite ha solo in minima parte contribuito a determinare questo forte attivo. Bisogna infatti considerare che la convenienza a importare maggiori o minori quantitativi di gas in un dato anno dipende, oltre che dalle previsioni di consumo, anche dai vincoli contrattuali con le imprese dei paesi produttori e, in prospettiva, dai tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 sulle immissioni di gas dei singoli operatori, che possono determinare condizioni favorevoli all'uso più o meno spinto di clausole *make up* e *carry forward* in relazione ai vincoli *take or pay*. Nel 2000 sono tornate ai livelli contrattuali le importazioni dai Paesi Bassi, parzialmente interrotte da diversi anni, in funzione dell'ampliamento della capacità di trasporto del metanodotto *Transitgas* per le importazioni di gas norvegese previste a partire dall'anno in corso. Inoltre, Eni deve gestire al meglio il flusso annuo di importazioni per rispettare contemporaneamente i vincoli sulle immissioni previsti a partire dal 2003 e i vincoli di *take or pay*, distribuendo opportunamente le importazioni nel tempo. Seppure in misura minore, anche l'incertezza sul comportamento dei concorrenti può aver contribuito ad aumentare gli approvvigionamenti.

È in questo quadro di equilibrio dinamico, in cui gli operatori devono rispettare le condizioni poste dal dlgs. n. 164/00, che va letto il forte calo rispetto agli anni precedenti delle cessioni della produzione nazionale di Eni a Snam (e forse anche una parte della riduzione della stessa produzione di Eni), che si riflette in un forte aumento delle immissioni negli stoccaggi.

Operatori

Il bilancio del gas per il 2000 non mette in luce forti mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio dei nuovi operatori. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato sostanzialmente costante, prossima al 90 per cento, sebbene rispetto al 1999 si possano già intravedere segni di mutamento che non potranno che rafforzarsi nell'anno in corso e negli anni successivi. Eni ha infatti contribuito con appena 0,2 miliardi di mc alla copertura dell'aumento complessivo dei consumi finali di circa 2,5 miliardi di mc. Tale aumento si è verificato interamente nel comparto industriale; le consegne a Enel sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 1999 mentre sono leggermente calate le consegne ad altri utenti termoelettrici. Sono calate in modo significativo anche le consegne ai distributori, soprattutto a causa delle temperature invernali meno rigide; la penetrazione di nuovi concorrenti in questo settore, seppure avviata, non appare ancora evidente nel 2000.

TAV. 3.1 **BILANCIO DEL GAS NATURALE**

Anno 2000, miliardi di mc

	ENI S.P.A.	SNAM S.P.A.	ENEL S.P.A.	EDISON S.P.A. E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	**14,6**	**0,0**	**0,0**	**2,0**	**0,0**	**16,6**
IMPORTAZIONE	**0,0**	**50,7**	**6,3**	**1,8**	**0,0**	**58,8**
RUSSIA	0,0	21,0	0,0	1,0	0,0	22,0
ALGERIA	0,0	23,6	4,1	0,3	0,0	27,7
OLANDA	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0	6,1
NIGERIA	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	2,2
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,8
CESSIONI INTERNE	**0,0**	**10,1**	**0,0**	**0,0**	**31,3**	**41,4**
DA ENI S.P.A.	0,0	10,1	0,0	0,0	0,0	10,1
DA SNAM S.P.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0	31,0
DA ENEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DA EDISON S.P.A. E ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
VARIAZIONE SCORTE	**4,3**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**4,5**
TOTALE RISORSE	**10,3**	**60,8**	**6,3**	**3,7**	**31,3**	**-**
TOTALE CESSIONI INTERNE	**-10,1**	**-31,0**	**0,0**	**-0,3**	**0,0**	**-**
DISPONIBILITÀ LORDA	**0,2**	**29,9**	**6,3**	**3,3**	**31,3**	**70,9**
CONSUMI E PERDITE DI RETE	**0,2**	**0,4**	**0,1**	**0,1**	**0,5**	**1,3**
VENDITE E CONSUMI FINALI	**0,0**	**29,4**	**6,2**	**3,2**	**30,8**	**69,6**
ENEL S.P.A.	0,0	7,1	6,2	0,0	0,0	13,3
ALTRI UTENTI TERMOELETTRICI	0,0	5,8	0,0	2,2	0,0	8,0
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,5	0,0	0,9	6,3	23,7
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,2	24,5	24,6

I consumi tremoelettrici includono l'autoproduzione; i consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Elaborazioni basate sui dati del Ministero dell'industria, commercio e artigianato, e sui dati pubblicati forniti direttamente dalle imprese del gas.

La *performance* delle maggiori imprese del gas

In analogia con il settore elettrico, si presentano qui di seguito i risultati di bilancio dei principali operatori del settore del gas naturale (dati relativi al 1999 e per l'esercizio precedente), distinguendo fra l'attività di trasporto – per la quale si analizza unicamente il bilancio di Snam S.p.A., che del resto intermedia la quota assolutamente prevalente dei volumi trattati - e attività di distribuzione – per la quale vengono considerati i bilanci delle due principali imprese, che rappresentano una quota molto rilevante del segmento di mercato. Per queste ultime i risultati considerati sono univocamente riferibili alla filiera del gas, operazione non sempre agevole per le altre società del settore, che hanno spesso natura di impresa multiservizio a proprietà comunale (Tav. 3.2). Non è stato possibile analizzare i dati di Aem S.p.A., altra impresa rilevante del settore, a causa dei cambiamenti di natura societaria intervenuti alla fine dell'anno in esame, con la conseguenza di rendere non confrontabili i valori di bilancio.

TAV. 3.2 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: SNAM S.P.A.**

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	**8.042**	**8.303**
DI CUI DEL SETTORE GAS	7.921	8.175
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	*98,5*	*98,5*
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	37	46
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	102	159
= VALORE DELLA PRODUZIONE	**8.181**	**8.508**
- CONSUMI GAS NATURALE	3.896	4.092
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	37	44
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	1.182	1.246
= VALORE AGGIUNTO	**3.066**	**3.126**
- COSTO DEL PERSONALE	214	210
= MARGINE OPERATIVO LORDO	**2.852**	**2.916**
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	640	722
- ALTRI ACCANTONAMENTI	34	77
= RISULTATO OPERATIVO	**2.177**	**2.117**
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	49	-45
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	36	17
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**2.093**	**2.145**
- IMPOSTE	793	859
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	**1.299**	**1.286**
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	132	-53
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	**1.167**	**1.339**
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	5.704	5.454
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	740	717
CAPITALE INVESTITO NETTO	6.444	6.171
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	3.989	4.168
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	2.455	2.003
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammor.ti + accan.ti	1.974	2.085
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	32,6	30,9
ROI = risultato operativo / capitale investito netto	33,8	34,3
ROS = risultato operativo / fatturato	27,1	25,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,70	0,76
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,62	0,48
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,89	0,88
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	4.855	4.742
GAS ACQUISTATO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	56.248	60.581
GAS VENDUTO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	55.685	60.235
GAS TRASPORTATO C/TERZI (in milioni di mc)	9.955	11.271
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	526	416
UTENTI ALLACCIATI ALLA RETE SNAM	6.405	6.428

CONTINUA

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.2 (SEGUE) **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: ITALGAS S.P.A.**

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	**1.939**	**1.912**
DI CUI DEL SETTORE GAS	1.902	1.877
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	*98,1*	*98,2*
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	64	75
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	83	99
= VALORE DELLA PRODUZIONE	**2.086**	**2.086**
- CONSUMI GAS NATURALE	1.120	1.087
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	58	57
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	160	144
= VALORE AGGIUNTO	**748**	**798**
- COSTO DEL PERSONALE	269	266
= MARGINE OPERATIVO LORDO	**479**	**532**
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	295	219
- ALTRI ACCANTONAMENTI	6	13
= RISULTATO OPERATIVO	**178**	**300**
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	17	-2
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	-3	-16
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**163**	**318**
- IMPOSTE	76	124
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	**87**	**194**
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	20	38
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	**66**	**156**
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	1.994	2.073
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	-138	-381
CAPITALE INVESTITO NETTO	1.856	1.692
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	1.210	1.274
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	645	418
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammor.ti + accan.ti	387	426
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	7,1	15,2
ROI = risultato operativo/capitale investito netto	9,6	17,7
ROS = risultato operativo/fatturato	9,2	15,7
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,61	0,61
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/PATRIMONIO NETTO	0,53	0,33
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/CAPITALE INVESTITO NETTO	1,07	1,23
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	6.856	6.713
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	6.887	7.110
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	233	238
UTENTI	4.349.031	4.458.425

CONTINUA

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.2 (SEGUE) **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: CAMUZZI - GAZOMETRI S.P.A.**

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	**350,1**	**361,7**
DI CUI DEL SETTORE GAS	345,2	353,3
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	*98,6*	*97,7*
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	16,0	16,7
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	5,2	7,9
= VALORE DELLA PRODUZIONE	**371,4**	**386,4**
- CONSUMI GAS NATURALE	217,4	219,0
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	12,9	13,3
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	18,7	21,4
= VALORE AGGIUNTO	**122,3**	**132,6**
- COSTO DEL PERSONALE	37,8	40,7
= MARGINE OPERATIVO LORDO	**84,5**	**91,9**
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	40,4	45,3
- ALTRI ACCANTONAMENTI	0,4	0,2
= RISULTATO OPERATIVO	**43,8**	**46,4**
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	-7,3	-9,0
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	1,5	2,7
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**49,6**	**52,7**
- IMPOSTE	22,8	23,3
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	**26,8**	**29,4**
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0,0	0,0
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	**26,8**	**29,4**
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	464,6	626,7
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	-107,0	-117,0
CAPITALE INVESTITO NETTO	357,5	509,7
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	168,0	193,9
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	189,5	315,8
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammor.ti + accan.ti	67,5	74,9
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	16,0	15,2
ROI = risultato operativo/capitale investito netto	12,2	9,1
ROS = risultato operativo/fatturato	12,5	12,8
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,36	0,31
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	1,13	1,63
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,30	1,23
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	975	998
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	1.340,1	1.441,7
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	53,9	60,3
UTENTI	763.128	822.851

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

Per quanto riguarda la Snam S.p.A., i risultati di bilancio per il 1999 sono positivi, sebbene inferiori a quelli dell'anno precedente. Il fatturato dell'esercizio è aumentato di oltre il 3 per cento, in concomitanza con l'aumento delle quantità di gas trasportate. Mostra una variazione positiva di oltre il 2 per cento anche il margine operativo lordo, cui ha contribuito la riduzione del costo del lavoro, diminuito anche a seguito di riduzioni di personale, mentre il costo di acquisto delle materie prime è salito a causa del rincaro delle materie prime internazionali a cui il prezzo del gas è agganciato. La redditività sul capitale investito è migliorata, sia pure lievemente, passando dal 33,8 per cento al 34,3 per cento, così come la gestione finanziaria, che ha beneficiato di una minore incidenza degli oneri finanziari. Ne è derivato un utile netto pari a oltre 1.300 milioni di euro, superiore del 14,7 per cento a quello dell'anno precedente. I risultati di gestione si sono riflessi nell'elevata redditività del capitale, che è tuttavia calata dal 32,6 al 30,9 per cento. Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontavano a oltre 416 milioni di euro nel 1999, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente.

Positivi sono anche i risultati delle maggiori imprese di distribuzione di gas: Italgas S.p.A e Camuzzi-Gazometri S.p.A., grazie alle politiche di razionalizzazione di processo e all'aumento delle quantità vendute. Nel 1999 miglioravano i risultati sia della gestione operativa sia di quella finanziaria per entrambe le società considerate, anche se con riflessi differenziati sugli indici di redditività. Nel caso di Italgas S.p.A. il Roi e il Ros si sono attestati su valori elevati, rispettivamente 17,7 e 15,7 per cento; il Roe è raddoppiato passando al 15,2 per cento. Nel caso di Camuzzi-Gazometri S.p.A. la redditività operativa del capitale è diminuita, mentre quella sulle vendite è rimasta pressoché invariata. La redditività sul capitale netto è invece peggiorata.

In entrambe le società i nuovi investimenti in immobilizzazioni materiali dimostrano fiducia nelle possibilità di espansione nel settore.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

La struttura del mercato

Nel maggio 2000, con due mesi di anticipo sulla scadenza fissata a livello europeo, l'Italia ha adottato le disposizioni nazionali di attuazione della direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno di gas naturale, con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164. Il decreto ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto. In particolare, sul lato dell'offerta il decreto (vedi il Capitolo 1) ha definito le attività pertinenti alla filiera e ne ha modificato la regolazione, mentre sul lato della domanda ha creato nuove figure, i clienti idonei, titolati ad acquistare il gas da qualsiasi produttore, importatore o grossista e ad accedere alla rete di trasporto. L'insieme delle nuove disposizioni ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione dell'intero settore, che sono stati subito raccolti dal mercato. Segnali concreti in tal senso si possono scorgere nelle numerose operazioni di aggregazione, tramite consorzi o accordi, tra distributori di piccole dimensioni, così come nelle mutate strategie delle maggiori imprese energetiche italiane, impegnate in politiche di acquisto di altre imprese al fine di accaparrarsi quote di mercato o *know how* in attività limitrofe, nonché nella creazione di associazioni o consorzi tra potenziali clienti, al fine di raggiungere la soglia minima di eligibilità o una massa critica sufficiente a dare loro maggiore potere contrattuale. È prematuro tentare di comporre un quadro esaustivo di tutte le iniziative che si sono manifestate nel settore. Vale la pena, tuttavia, di citare le più importanti.

Numerose, per esempio, sono le operazioni di acquisizione di imprese distributrici che le maggiori imprese energetiche hanno realizzato negli ultimi mesi al fine di accrescere la propria quota di mercato in questa parte della filiera. Prima fra tutte Enel, che nel 2000 ha cominciato a espandersi attraverso l'acquisto di Colombo Gas S.p.A.. Quest'ultima svolge la propria attività sia direttamente sia attraverso società controllate (Camigas S.r.l., La Metanifera S.r.l., Energas Impianti S.r.l.) in diversi comuni della Lombardia, del Piemonte e dell'Emilia Romagna con un volume di circa 270 milioni di mc. Nel corso del primo trimestre del 2001 Enel ha poi acquisito le società Gruppo Brianza Gas, Gruppo Eurogasud, Gruppo Sogegas, Gruppo Sicim Edilgeo, la Metanifera Verbanese-Comedigas e Agas S.p.A. che complessivamente erogano circa 660

milioni di mc. Nel complesso, quindi, la dimensione di Enel nella distribuzione di gas ha quasi raggiunto 1 miliardo di mc.

In dicembre Edison Gas ha creato Blumet, una nuova società per l'approvvigionamento e la vendita di gas in Emilia Romagna insieme a Agac Reggio Emilia, Aimag Miraldola (MO), Meta Modena e Sat Sassuolo (MO). Nel 1999 le quattro società hanno complessivamente distribuito circa 1,15 miliardi di metri cubi di gas a un bacino d'utenza di oltre 400 mila unità, destinato a un ulteriore sviluppo. Nel giugno 2000 Edison ha poi sottoscritto un accordo con le aziende dei servizi pubblici a rete di Trieste (Acegas), Gorizia (Amg) e Udine (Amga) per gestire in modo competitivo e integrato la distribuzione e la vendita del gas naturale in Friuli-Venezia Giulia attraverso la creazione della società congiunta Estgas. All'inizio del mese di agosto è stato firmato l'atto costitutivo di Estgas, con capitale sociale iniziale di 500 mila euro, sottoscritto rispettivamente per il 34 per cento da Acegas e Amga, per il 22 per cento da Edison e per il 10 per cento da Amg. Estgas prevede di realizzare entro il 2001 un fatturato di circa 300 miliardi di lire in un'area con consumi complessivi di circa 1,4 miliardi di mc/anno, acquisendo circa il 23 per cento del mercato, con l'obiettivo di raggiungere una quota di circa il 40 per cento nel 2005. A metà dicembre Edison Divisione Gas ha acquisito il 100 per cento del capitale sociale della Veneto Gestione Servizi Pubblici Metano S.p.A., titolare di concessioni in dieci comuni in provincia di Vicenza, tutti contigui tra loro, con oltre 11 mila clienti civili e circa 23 milioni di mc di gas venduti annualmente. Con questa operazione Edison DG raggiunge circa 150 mila clienti residenziali, gestiti direttamente e tramite società collegate, concentrati nel nord est, in Emilia Romagna e nel Lazio.

Camuzzi Gazometri, dopo Italgas il primo operatore privato nella distribuzione in Italia, ha incrementato la propria quota di mercato nella distribuzione attraverso l'acquisto dell'intero capitale sociale della Mariani Energia che, direttamente e tramite la controllata Medigas, svolge attività di distribuzione secondaria del gas naturale in Piemonte, Friuli Venezia-Giulia e marginalmente in Veneto; inoltre, ha acquistato Basil Gas, Brembo Gas, Metanodotti Gescoservizi, Idraulica e una partecipazione del 90 per cento in Natural Gas. A sua volta, Basil Gas si è impegnata ad acquistare, e successivamente a cedere a Camuzzi, la quota non ancora in suo possesso (50 per cento) nella Sodgas. Attraverso questa operazione Camuzzi eserciterà altresì il controllo esclusivo anche su Codmeta, attualmente controllata da Gescoservizi, e Sodgas, controllata da Basil Gas.

Tra le operazioni di aggregazione di società di distribuzione sono invece da menzionare la creazione di Gas Plus e Plurigas. In entrambi i casi si tratta della formazione di consorzi di società al fine di raggiungere una determi-

nata massa critica necessaria per trattare alla pari con i grandi fornitori nazionali e internazionali di gas naturale e di spuntare, in tal modo, migliori condizioni di acquisto della materia prima. Creato nel luglio 2000 da Gas It (la federazione associata delle aziende private che producono e/o distribuiscono gas a mezzo rete urbana), Gas Plus è un consorzio di piccole e medie aziende distributrici il cui fabbisogno complessivo supera i 4 miliardi di mc all'anno. Gas Plus ha siglato un accordo preliminare con British Gas International per la fornitura di un miliardo di mc all'anno di gas di importazione e un'analoga quantità dovrebbe essere fornita da Snam a condizioni definite competitive. Plurigas è la società in cui si sono consorziate Aem Milano, con una quota del 40 per cento, Amga Genova e Asm Brescia, entrambe con una quota del 30 per cento. Creata per l'importazione nel mercato all'ingrosso del gas naturale, Plurigas ha un fabbisogno di gas che supera i 3 miliardi di mc annui.

Con analoghe finalità di acquisto del gas a condizioni competitive sono stati costituiti anche consorzi tra imprese utilizzatrici di gas. Tra questi il Consorzio Orobie Energia, promosso dall'Unione Industriali di Bergamo, il Consorzio Eneco 3, che ha sottoscritto un accordo con Snam, e il Consorzio Libera Energia, formato da alcuni rivenditori di prodotti petroliferi della Lombardia, che ha iniziato ad alimentare le centrali termiche della clientela dei consorziati con una prima quota di 40 milioni di mc di Gnl acquistato dall'Enel Fuel Trading Logistics S.p.A. nel settembre 2000.

La riorganizzazione del settore del gas ha cominciato a produrre qualche effetto anche in termini di modifica delle condizioni contrattuali: alla fine di luglio Snam e Assolombarda hanno firmato un protocollo di intesa finalizzato alla stipula di contratti di fornitura di gas naturale a consorzi di imprese che possono accedere al libero mercato in quanto clienti idonei. Questo per offrire alle imprese un quadro di riferimento coerente per la stipula di accordi di fornitura di gas naturale e promuovere la costruzione di consorzi d'acquisto tra le associate ad Assolombarda, con una riduzione di costo per i clienti finali rispetto agli attuali prezzi.

Il mercato locale del GPL e degli altri gas

L'estensione della metanizzazione nel Paese nel corso degli ultimi venticinque anni ha portato a un forte sviluppo delle reti di media e bassa pressione, passate da poco più di 40.000 km a circa 175.000 km nel 2000. Nello stesso arco di tempo, gli utenti sono passati da 6,5 milioni di unità a oltre 15 milioni. Importanti progetti di metanizzazione sono attualmente in fase di realizzazione o di avvio in Sardegna, nelle zone interne della Sicilia e in alcune aree

della Puglia (Gargano, Salento, Daunia) e della Calabria, compresa la città di Reggio Calabria, per la cui metanizzazione sono previsti contributi da parte dello Stato.

Per quanto riguarda i comuni ancora sprovvisti del servizio gas, si osserva che:

- tutte le province italiane sono raggiunte dalla rete dei gasdotti ad alta pressione, fatta eccezione per la Sardegna e la provincia di Sondrio;
- le aree non ancora dotate del servizio gas sono concentrate in Val d'Aosta, Trentino Alto Adige, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia; si tratta di zone in generale montuose o collinari o rurali, caratterizzate dalla lontananza dai gasdotti e dalla forte dispersione abitativa.

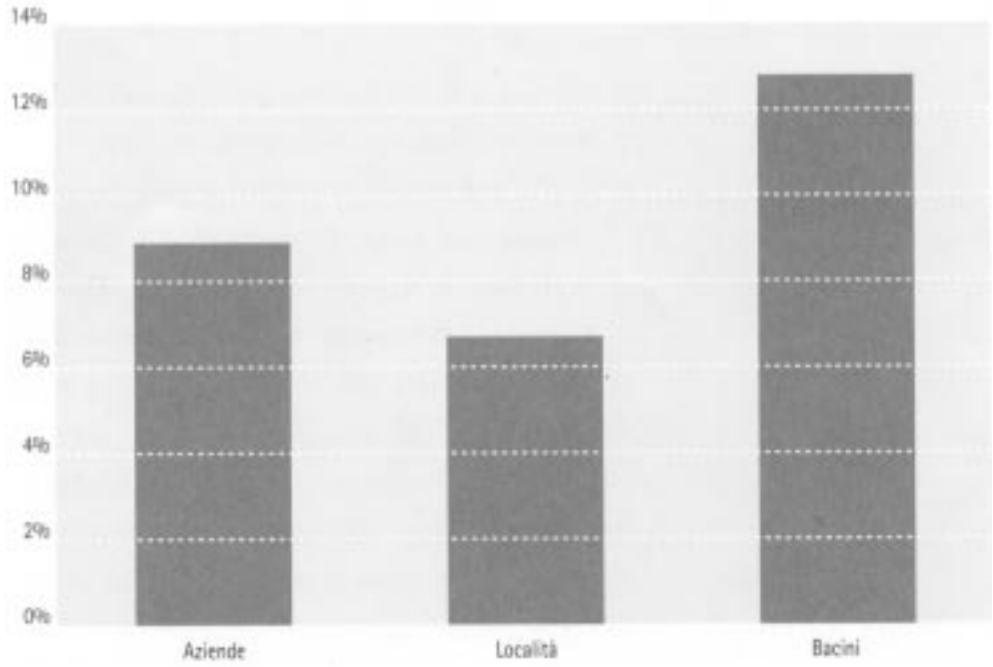
In queste zone, oltre che nelle frazioni isolate o in località sparse, difficilmente raggiungibili dal servizio gas naturale, pur appartenendo a comuni metanizzati, si sta diffondendo da alcuni anni il servizio di GPL canalizzato in rete, in alternativa all'installazione privata di piccoli serbatoi di GPL o di serbatoi di gasolio o di olio combustibile. Le località con distribuzione a mezzo rete di GPL sono attualmente (al 31 dicembre 2000) 407 sulle 6.067 totali con un numero di utenze stimate per eccesso in circa 30.000, caratterizzate da un consumo medio annuo per utente di 400-600 kg. di gas, pari a 550-800 mc equivalenti di gas naturale.

Nelle reti di distribuzione a GPL viene normalmente immesso, previa gassificazione, il propano commerciale: una miscela di idrocarburi nella cui composizione chimica sono presenti, oltre al propano, che ne costituisce il maggior componente, anche il butano e alcuni insaturi di caratteristiche analoghe. Le reti di distribuzione presentano un rapporto iniziale tra lunghezza media della rete e numero medio di utenti allacciati pari a 37 metri per utente; tale rapporto, una volta acquisita tutta l'utenza sotto rete, si attesta in genere tra i 25 e i 30 metri per utente.

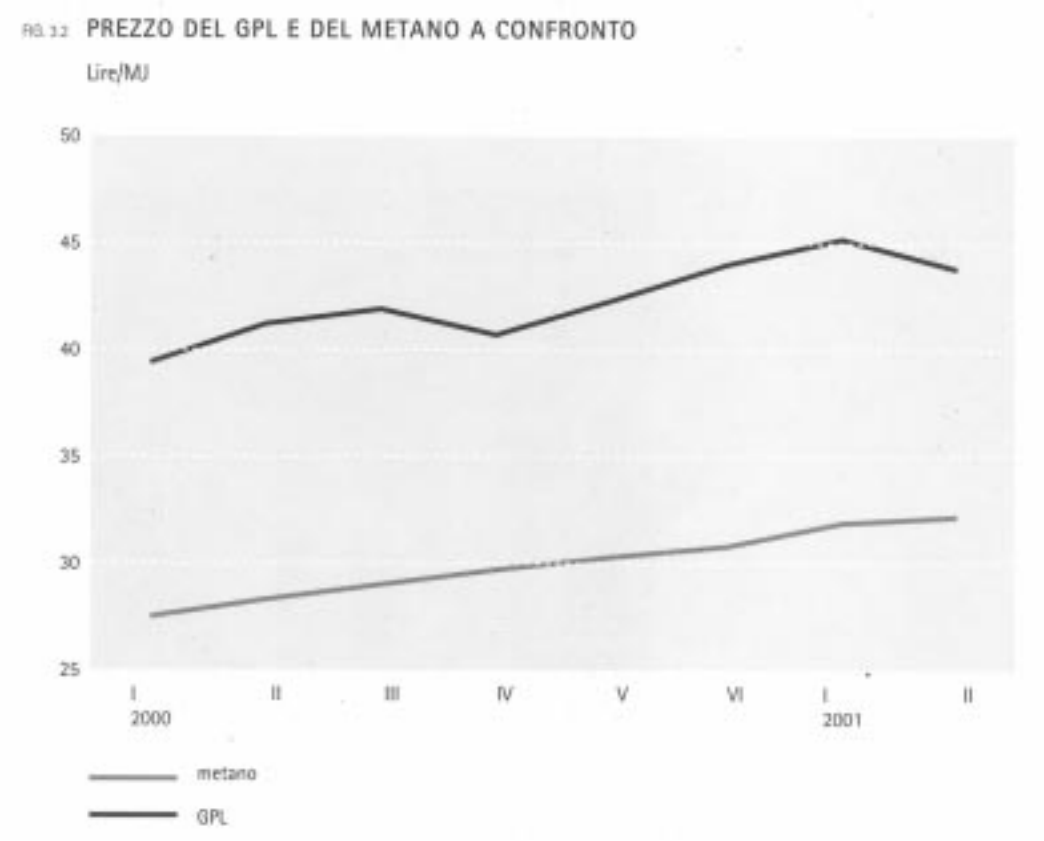
Alla fine del 2000 le aziende che distribuivano GPL erano 69 sulle 775 totali. L'articolazione tariffaria del GPL si estende su 161 bacini tariffari sui 1.259 totali. Le quote della distribuzione canalizzata di GPL sul mercato totale della distribuzione a mezzo di rete in termini di aziende, località e bacini sono rappresentate nella Fig. 3.1.

FIG. 3.1 **QUOTE DELLA DISTRIBUZIONE CANALIZZATA DI GPL SUL TOTALE DELLA DISTRIBUZIONE**

Quote percentuali al 31.12.2000 della distribuzione canalizzata di GPL in termini di aziende, località e bacini

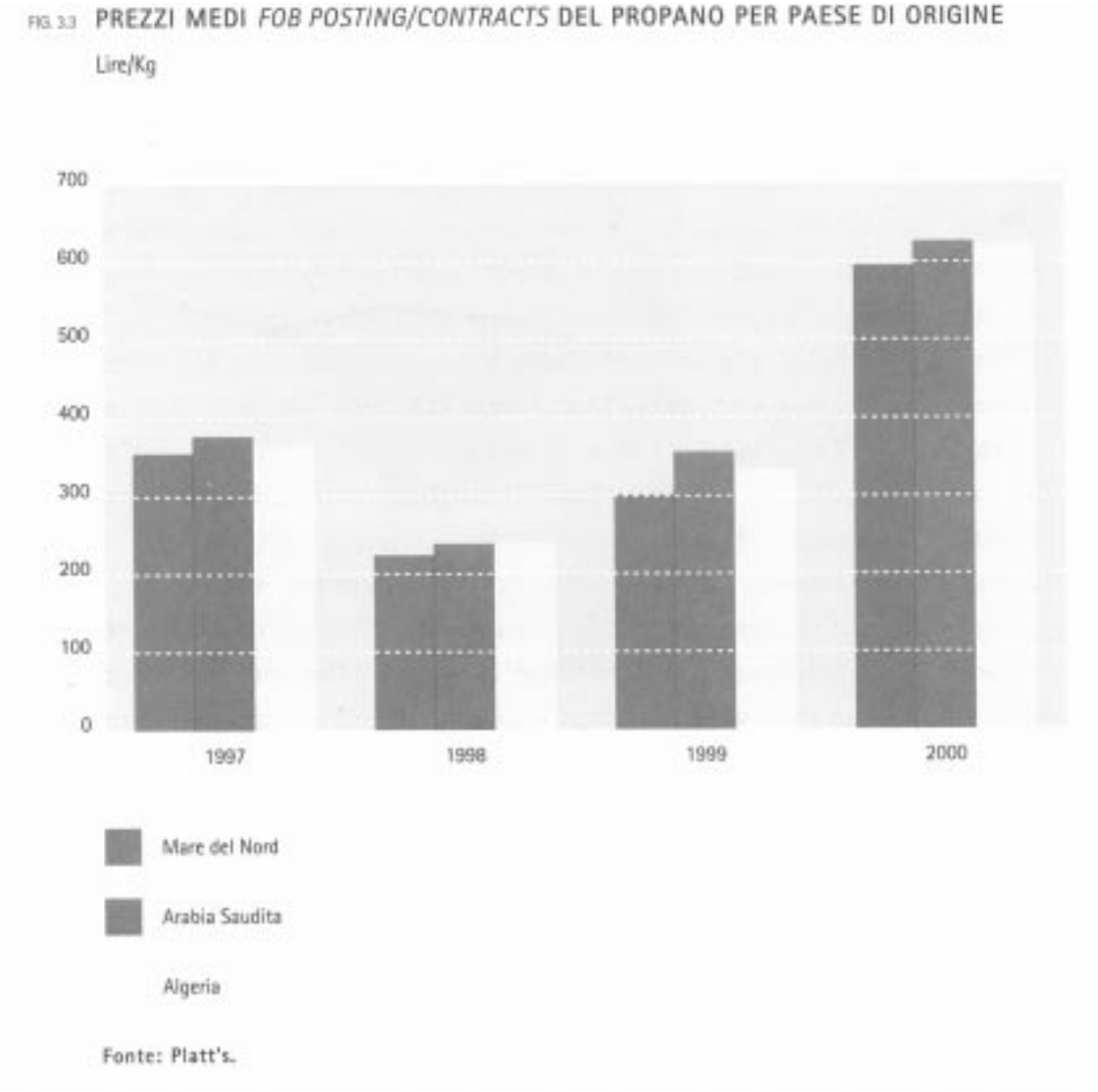


Il prezzo medio del GPL è più elevato rispetto a quello del gas naturale: espresso in lire per metro cubo, il prezzo medio del GPL nel 2000 si è attestato intorno alle 4.214 lire contro le 1.130 lire del metano. Perché il confronto non sia fuorviante occorre, tuttavia, considerare che il potere calorifico del GPL è molto superiore a quello del gas metano. Alle condizioni standard - temperatura di 15°C e pressione assoluta di 1,01325 bar - il potere calorifico di riferimento assume il valore di 38,1 MJ/mc (ovvero 9.100 kcal/mc) per il gas naturale e il valore di 50,24 MJ/kg, equivalente a 100,06 MJ/mc (23.900 kcal/mc) per il GPL. Esprimendo il prezzo del GPL e del metano in termini di lire per MJ si ottiene il raffronto, raffigurato nella Fig. 3.2, tra il prezzo del GPL (42 lire) e quello del gas metano (30 lire) che evidenzia una differenza proporzionalmente molto più contenuta (intorno alle 12 lire nel 2000).



Tra il gennaio 2000 e il gennaio 2001 il prezzo finale del GPL è considerevolmente aumentato, nella misura del 14,8 per cento, a causa del forte rincaro del prezzo internazionale del propano. Al pari del metano, anche il prezzo del GPL è strettamente legato all'andamento del costo della materia prima. In base alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 aprile 1999 n.52, per i bacini serviti con GPL - propano puro o miscelato - l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima fa riferimento alle quotazioni di propano, *posting/contracts*, pubblicate da Platt's LP Gaswire, relative ai principali mercati: Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord.

FIG. 3.3 PREZZI MEDI *FOB POSTING/CONTRACTS* DEL PROPANO PER PAESE DI ORIGINE



Come si vede nella Fig. 3.3, nello stesso periodo (gennaio 2000 - gennaio 2001) il costo di importazione del propano è passato in media da circa 519 a 721 lire/kg. Più precisamente, il prezzo internazionale della materia prima proveniente dal Mare del Nord è salito del 32 per cento, quello proveniente dall'Arabia Saudita del 41 per cento, quello di origine algerina del 44 per cento.

Gli assetti proprietari delle reti di trasporto nazionali

Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale

Le reti di trasporto in territorio nazionale sono costituite da circa 30.000 km di gasdotti prevalentemente eserciti in alta pressione, facenti capo ad un ristretto numero di imprese, ciascuna delle quali gestisce la propria rete coordinandosi con le altre.

Le imprese che gestiscono le reti sono: Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. (Sgm) e Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpc).

La rete di trasporto Snam si compone di circa 29.000 km di gasdotti di vario diametro, eserciti prevalentemente in alta pressione. Fanno parte di questa rete tutti i gasdotti interconnessi con i gasdotti di importazione per il gas naturale proveniente dall'Algeria, dalla Russia, dall'Olanda e dal terminale di rigassificazione di Panigaglia. L'insieme di questi gasdotti converge in una struttura magliata, ubicata nella pianura padana, alla quale fanno capo anche la maggioranza degli stoccaggi nazionali. La rete Snam conta ventuno stazioni di compressione la cui potenza complessiva installata è di circa 1.000 MW. La rete comprende anche gli impianti di smistamento del gas, di riduzione e regolazione della pressione, di trattamento del gas e di ispezione delle condotte, oltre al sistema di telecontrollo che fa capo al centro Snam di supervisione e controllo (dispacciamento).

La rete di trasporto Tmpc è costituita dai gasdotti di attraversamento del Canale di Sicilia per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Complessivamente si estende per 780 km, ripartiti su cinque condotte. La parte in territorio nazionale è formata dai 132,5 km di condotte posate entro il limite del mare territoriale italiano. La società Tmpc è controllata al 50 per cento da Snam e dalla società algerina Sonatrach.

La rete di trasporto Edison Gas è costituita da diversi gasdotti per una lunghezza complessiva di circa 600 km, realizzata nei primi anni Sessanta per lo sfruttamento dei giacimenti in coltivazione del Centro Italia ed estesa negli anni successivi. Di recente è stato posato un gasdotto per consentire l'integrazione della rete Edison Gas presente in territorio marchigiano-abruzzese con la rete Sgm che si estende dal Lazio alla Puglia. Il sistema Edison Gas è interconnesso con giacimenti locali e con la rete di trasporto Snam in tre punti. Edison Gas dispone inoltre di altre piccole reti in alta pressione in Veneto, in Calabria e in Sicilia.

La rete di trasporto Sgm, realizzata a partire dal 1966, alimenta clienti industriali e civili in Lazio, Campania, Molise e Puglia. La lunghezza complessiva è di circa 500 km. La rete è alimentata con il gas proveniente da due gia-

cimenti locali, da due punti di interconnessione con la rete Snam e da un punto di interconnessione con la rete Edison Gas. La società Sgm è controllata dal Gruppo Edison.

Gasdotti esteri di importazione

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas di importazione che viene preso in consegna in territorio estero e convogliato verso il territorio italiano per mezzo di grandi gasdotti internazionali. Queste opere sono state realizzate in gran parte attraverso *project financing* con distinzione tra titolarità della proprietà dell'infrastruttura e diritti d'uso (o diritti di trasporto), conferiti a soggetti societari distinti. Spesso, infatti, il diritto d'uso risulta assegnato a terzi con contratti di lungo periodo (regime di *contract carriage*). Il prezzo dell'uso del servizio di trasporto nel gasdotto è in genere stabilito negli accordi stessi di finanziamento e i proventi che ne derivano sono gestiti da un fiduciario che ne cura la distribuzione tra gli aventi diritto (finanziatori e altri) nel quadro di un complesso sistema di garanzie.

Nel territorio dell'Unione europea i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto Tenp per l'importazione in Italia di gas olandese. Il gasdotto attraversa Germania e Svizzera per una lunghezza complessiva di 600 km (500 di linea semplice e 100 in raddoppio) ed è dotato di quattro stazioni di compressione. Entro il 2003 la linea sarà quasi completamente raddoppiata con la realizzazione di ulteriori 370 km di condotte. La proprietà del gasdotto è di Trans Europa Naturgas Pipeline Gmbh, collegata a Snam che ne detiene il 49 per cento delle quote tramite Snam International Bv; titolare dei diritti di trasporto è la società Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co. Ltd., anch'essa collegata a Snam che ne detiene il 50 per cento delle quote;
- il gasdotto Tag per l'importazione in Italia di gas proveniente dalla Russia. Il gasdotto attraversa la Repubblica Ceca e l'Austria, è composto da due linee di 380 km ciascuna ed è dotato di tre stazioni di compressione. Dal 2007 sarà operativa una terza linea. La proprietà del gasdotto è della società austriaca Omv. Titolare dei diritti di trasporto è Trans Austria Gasline Finance Co. Ltd. controllata da Snam che detiene il 95 per cento delle quote;
- il gasdotto Transitgas per l'importazione verso l'Italia di gas olandese e, in futuro, di gas norvegese. Il gasdotto attraversa il territorio svizzero, dove si connette al gasdotto Tenp, e ha una lunghezza complessiva pari a 200 km (di cui 165 di linea semplice e 33 in raddoppio). Entro il 2002 se ne prevede il potenziamento. Sia la proprietà del gasdotto sia la titolarità dei diritti

di trasporto sono di Transitgas Ag. controllata per il 46 per cento da Snam, tramite Snam International Bv.

Nel territorio extra europeo i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto transtunisino per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto, costituito da due linee di 370 km ciascuna e dotato di tre stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino e la frontiera con l'Algeria fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia. La proprietà del gasdotto è della società Sotugat, interamente controllata dallo Stato tunisino. Titolare dei diritti di trasporto è invece la società Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd., interamente controllata da Snam;
- il gasdotto Tmpc per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, da Cap Bon a Mazara del Vallo. Tale tratto si trova nella sua parte iniziale nel mare territoriale tunisino e nella sua parte finale, come si è visto, nel mare territoriale italiano. È composto da tre linee di 155 km di lunghezza ciascuna, posate agli inizi degli anni Ottanta, e da due linee di 156 km di lunghezza ciascuna, posate nel 1994. La parte ricadente nel mare territoriale italiano, come si è detto, ammonta complessivamente a 132,5 km. La proprietà e la titolarità dei diritti di trasporto sono della società Tmpc (vedi sopra: Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale).

Terminale di rigassificazione

In Italia esiste un solo terminale di rigassificazione del gas naturale liquefatto, ubicato a Panigaglia, presso La Spezia, realizzato alla fine negli anni Settanta e ammodernato negli anni Novanta. Il GNL viene scaricato in fase liquida dalle navi metaniere a una temperatura di circa -160° C in due serbatoi di capacità complessiva pari a circa 1 milione di mc geometrici, e successivamente immesso nel gasdotto Snam dopo la vaporizzazione e compressione.

Stoccaggi

Il sistema italiano di stoccaggi, costituito da giacimenti esauriti gestiti da Eni ed Edison Gas, rappresenta il necessario complemento al sistema di trasporto e approvvigionamento, per la forte dipendenza dell'Italia da fonti estere e distanti.

Eni gestisce otto stoccaggi, sette dei quali ubicati nella pianura padana e uno nell'Italia centrale. Complessivamente la riserva attiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 15 Gmc.

Edison Gas dispone di due piccoli stoccaggi in Abruzzo e in Veneto, con una riserva attiva di circa 120 Mmc.

Reti di distribuzione

Le reti di distribuzione connesse alla rete di trasporto si estendono per circa 175 mila km, con gasdotti eserciti prevalentemente in media e bassa pressione suddivisi tra circa 780 esercenti.

La rete nazionale dei gasdotti

Ai sensi del dlgs. n.164/00, il 22 dicembre 2000 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto, ha individuato la rete nazionale dei gasdotti e provvederà ad aggiornarla entro il 30 giugno di ogni anno. La composizione della rete nazionale, sulla quale l'Autorità per l'energia elettrica e il gas era stata chiamata a pronunciarsi con un parere (delibera n.186/00 del 12 ottobre 2000), è illustrata nel Capitolo 5. La rete così individuata si estende per 8.337 km, dei quali 463 in completamento, o con istruttoria già in corso a quella data (Tav. 3.3).

In base agli allegati del decreto ministeriale citato è possibile conoscere, per ciascun gasdotto della rete nazionale, il diametro, la lunghezza, l'anno di entrata in esercizio e la società proprietaria.

TAV. 3.3 **RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI: LUNGHEZZA IN KM PER TIPOLOGIA DI GASDOTTO E PROPRIETARI**

TIPOLOGIA DI GASDOTTO	PROPRIETARIO			
	SNAM	TMPC	EDISON GAS	GREENSTRIM
a) Ricadenti in mare	111,5	132,5	-	-
b) Di importazione e esportazione	4.786,0	-	-	-
c) Collegati agli stoccaggi	166,0	-	23,0	-
d) Interregionali funzionali al sistema gas	2191,0	-	94,0	-
e) Funzionali al sistema gas	370,0	-	-	-
f) In costruzione o autorizzati	438,5	-	-	24,5
TOTALE	8063,0	132,5	117,0	24,5

Fonte: Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

La definizione della rete nazionale di gasdotti rappresenta un passaggio importante anche in funzione del trasferimento alle Regioni delle competenze amministrative in tema di energia.

L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas

L'esperienza di altri paesi mostra che, con la liberalizzazione del mercato, il processo di formazione dei prezzi del gas basato su contratti di lungo termine, indicizzati a panieri di fonti energetiche alternative, viene sostituito da forme di determinazione basate sull'interazione tra le forze di domanda e di offerta attraverso lo sviluppo di prezzi *spot* e di mercati *forward* e *future*.

La velocità di tale sostituzione dipende dall'effettivo grado di liberalizzazione raggiunto dal mercato del gas. Tra le più importanti condizioni vi sono la numerosità degli operatori, produttori e *trader*, e il loro effettivo accesso al mercato. Inoltre, poiché il gas naturale è un prodotto la cui fornitura richiede il trasporto di massa tra luoghi di produzione e consumo molto distribuiti sul territorio e di volumi fortemente variabili nel tempo, la formazione dei prezzi *spot* non può essere disgiunta dal luogo di riferimento della transazione. Sotto questo profilo assumono quindi particolare importanza i centri di mercato, noti nella terminologia americana come *hub*.

Condizioni tecniche necessarie per la nascita di un *hub* del gas naturale in una data località sono l'esistenza di metanodotti ad alta pressione interconnessi tra loro, l'accessibilità di stoccaggi preferibilmente a elevata erogabilità e la vicinanza di centri a elevato consumo con caratteristiche di interrompibilità. Tuttavia, perché un *hub* divenga un centro di mercato e non rimanga solamente un centro di dispacciamento, è cruciale che ad esso abbiano accesso una molteplicità di operatori, attivi sul lato dell'offerta e della domanda, e di imprese di commercializzazione all'ingrosso in grado di integrare l'attività di acquisto/vendita del prodotto fisico con coperture finanziarie sui mercati *futures*. L'affermazione di un *hub* come centro di mercato dipende, infine, dal grado di liquidità e spessore del mercato fisico, dall'efficienza informativa delle quotazioni necessarie per le transazioni e dall'offerta di un'ampia gamma di servizi di stoccaggio, trasporto e modulazione. È la disponibilità di tali servizi che consente infatti di sfruttare le opportunità derivanti, per esempio, dalle caratteristiche dei contratti di approvvigionamento, dalla stagionalità diversa tra mercati finali, da variazioni imprevedibili nei fabbisogni che richiedono il parcheggio del gas, dall'arbitraggio tra possibili utilizzi del gas in relazione alla generazione elettrica e ai contratti interrompibili, dai differenziali tra mercati fisici e finanziari e così via.

In Nord America si contano oggi oltre 40 *hub* le cui caratteristiche variano notevolmente; in media, tuttavia, un *hub* possiede circa otto interconnessioni tra gasdotti, un transito complessivo di 16 Gmc all'anno e un transito di picco di 65 Mmc al giorno, quattro stoccaggi con una capacità complessiva di circa 1,5 Gmc di *working gas*.

Mercati spot e futures negli Stati Uniti

I mercati *spot* sono emersi negli Stati Uniti nei primi anni Ottanta grazie alla deregolamentazione dei prezzi seguita al *Natural Gas Policy Act* del 1978, il cui principale obiettivo era di stimolare la produzione. L'abbondanza di gas, favorita dalla deregolamentazione dei prezzi, e la presenza di numerosi operatori, che ha sensibilmente elevato il grado di concorrenza, hanno permesso agli acquirenti di sganciarsi progressivamente dai contratti di lungo termine a favore del mercato *spot*. L'importanza di quest'ultimo nella vendita di gas naturale, che nel 1983 era appena del 5 per cento, è quindi progressivamente cresciuta sino a raggiungere il 70 per cento alla fine degli anni Ottanta e il 95 per cento nel 1995. La difficoltà di prevedere il fabbisogno di gas naturale, parzialmente legato a eventi aleatori, e quindi della programmazione logistica della sua fornitura, si riflette in un'elevata volatilità del prezzo *spot*, che ha portato allo sviluppo di prodotti finanziari per la gestione del rischio. Nell'aprile del 1990 è stato lanciato un primo contratto *future* dal New York Mercantile Exchange (Nymex) per consegne a Henry Hub in Louisiana. Il successo di tale contratto è indicato dal valore delle transazioni, che oggi supera di cento volte il valore delle vendite fisiche. Più recentemente è stato introdotto negli Stati Uniti anche un secondo contratto a termine della Kansas City Board of Trade per consegne a Waha Hub nel Texas.

La *deregulation* del settore del gas negli Stati Uniti

Diversamente dall'Unione europea, dove la liberalizzazione del settore elettrico e del gas fanno parte di un più ampio processo di creazione del mercato unico europeo, negli Stati Uniti la deregolamentazione dei settori energetici si è sviluppata in risposta a problemi stringenti di approvvigionamento dell'energia.

A partire dall'inizio degli anni settanta la produzione di gas naturale, dopo due decenni di vigorosa crescita, iniziava a calare, nonostante l'aumento dei prezzi seguito alla prima crisi petrolifera. Negli anni ottanta la crescente esposizione debitoria delle utility *elettriche, gravate dai costi della legislazione ambientale e della sicurezza nucleare dopo l'incidente di* Three Miles Island, *portava a una flessione degli investimenti e a una progressiva riduzione della riserva elettrica.*

La successione temporale di queste vicende si riflette nella sequenza degli atti di deregolamentazione, con il riordino del settore del gas che ha preceduto di circa un decennio di anticipo quello del settore elettrico.

L'esercizio di poteri monopolistici da parte delle compagnie di trasporto del gas naturale assume visibilità già nei primi decenni del secolo scorso con la crescente importanza del commercio interstatale, tra regioni produttrici e consumatrici, escluso dal controllo dei singoli stati. Tale potere diventava particolarmente evidente con l'integrazione verticale a monte nella fase di produzione del gas.

La regolamentazione del settore è stata avviata con il Natural Gas Act *del 1938 che affidava alla* Federal Power Commission (FPC) *la regolazione del trasporto e della vendita del gas nel commercio interstatale. Tuttavia, solo dopo lunghe resistenze delle compagnie petrolifere e a seguito della sentenza della Corte Suprema sul caso della* Phillips Petroleum, *nel 1954 la* FPC *riusciva a regolamentare il prezzo del gas naturale a bocca di pozzo destinato al commercio interstatale, fissandolo in base ai costi storici di esplorazione e sviluppo. In quanto organo federale, la* FPC *non aveva alcuna competenza sui prezzi e sulle tariffe all'interno dei singoli stati: si creavano in tal modo forti disparità nei prezzi finali, che toccavano livelli fino a tre volte superiori nei mercati statali rispetto a quelli interstatali, dove era concentrata la crescita della domanda. A partire dai primi anni settanta gli scompensi nel mercato del gas si riflettevano in un calo della produzione e in una progressiva rarefazione del gas destinato agli stati importatori che culminava in interruzioni delle forniture nell'inverno del 1977 con la chiusura di scuole e fabbriche.*

Con l'obiettivo di ricostituire un mercato funzionante, il Natural Gas Policy Act *del 1978 stabiliva un programma per la deregolamentazione dei prezzi alla produzione da attuare entro gli anni ottanta sotto il controllo della* Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *che aveva sostituito la* FPC *nel 1977. Al fine di eliminare gli squilibri tra il commercio statale e interstatale, veniva autorizzato l'accesso di gas di proprietà dei trasportatori statali ai metanodotti interstatali.*

Questa disposizione aveva modeste ripercussioni, come pure l'Ordine n. 380 emanato dalla FERC *nel 1984 che svincolava i distributori locali dall'obbligo di acquistare gas dalle imprese di trasporto, lasciandoli liberi di contrattare direttamente con i produttori indipendenti.*

Solo a partire dal 1985 la FERC *inizia ad aprire il mercato mediante l'Ordine n. 436 che obbligava le compagnie a separare i servizi di trasporto dalle attività di produzione e a dare accesso a terzi sui loro metanodotti per il trasporto interstatale del gas. Anche questa azione non aveva pieno effetto fino all'emanazione nel 1987 dell'Ordine n. 500 che autorizzava le compagnie di trasporto a recuperare il 75 per cento degli* stranded cost *derivanti da contratti* take or pay *con i produttori indipendenti.*

Il passaggio del Wellhead Decontrol Act *nel 1989 ha segnato il completamento della deregolamentazione dei prezzi alla produzione. Tuttavia, le imprese di trasporto, in quanto fornitori integrati di più servizi essenziali, continuavano a esercitare potere di mercato sulla maggior parte della filiera fino all'emanazione da parte della* FERC *nel 1992 dell'Ordine n. 636 che imponeva la separazione del trasporto, stoccaggio e degli altri servizi ausiliari e permetteva l'attività di commercializzazione solo attraverso società separate. L'ordine riconosceva l'importante contributo per la liberalizzazione del mercato fornita dai* trading hubs, *dove l'interazione di una molteplicità di venditori e acquirenti dotati di servizi alternativi di trasporto e stoccaggio riduce il rischio che un'impresa dominante eserciti potere di mercato. Negli anni novanta sono nati spontaneamente circa 40* hubs *che costituiscono l'ossatura del mercato libero del gas naturale degli Stati Uniti.*

Mercati spot e futures nel Regno Unito

Nel 1992 l'imposizione dell'obbligo di accesso alla rete di British Gas per consegne a clienti con consumi superiori a 2.500 Btu (equivalenti a 6.400 mc) ha dato l'avvio alle vendite di gas sulla base di contratti a breve termine nel Regno Unito già a partire dal 1993. Tuttavia, anche in questo paese, come già era avvenuto negli Stati Uniti, il mercato *spot* ha avuto un significativo sviluppo solo con la creazione di condizioni di trasparenza nelle regole di accesso al sistema di trasporto, vale a dire nel 1996, quando è stato introdotto il *Network Code* per la gestione delle consegne e dei prelievi: in meno di due anni dalla sua introduzione le vendite nel mercato *spot* hanno raggiunto il 15 per cento dei consumi totali. Tale incidenza si è attualmente stabilizzata su valori inferiori al 20 per cento dato che Centrica, il fornitore dominante, si rivolge al mercato spot solo in misura limitata, essendo ancora gravata da contratti di *take or pay* di lungo termine.

Il meccanismo di bilanciamento tra domanda e offerta di gas previsto dal *Network Code*, tuttavia, dava inizialmente troppa discrezionalità al tra-

sportatore ed era suscettibile di manipolazione da parte dei fornitori e produttori di gas. Nell'ottobre del 1999, al fine di introdurre maggiore trasparenza, è stato quindi introdotto - su iniziativa di Ofgem - un mercato alternativo telematico per le transazioni infragiornaliere denominato *On the Day Commodity Market* (OCM). Le transazioni di gas tra fornitori, finalizzate a restituire l'equilibrio tra domanda e offerta, vengono gestite da un operatore di mercato (la società EnMO) e sono a tutti gli effetti in concorrenza con il mercato *spot* informale (*Over the Counter Trade*). Nel giro di pochi mesi dalla sua introduzione l'OCM ha catturato il 25 per cento di tale mercato.

Quanto ai contratti *future*, nel Regno Unito sono stati introdotti dall'*International Petroleum Exchange* nel 1997 per consegne al *National Balancing Point*, punto di riferimento concettuale della rete di trasporto al quale fa in genere riferimento anche il mercato *spot*. Dopo un inizio relativamente lento, il valore delle transazioni ha ora superato di circa dieci volte le vendite effettive sul mercato *spot*.

Mercati spot in Europa

La costruzione del gasdotto Interconnector tra il terminale di Bacton nel Regno Unito e Zeebrugge in Belgio era stata in origine progettata per permettere l'esportazione del gas inglese in Europa continentale e l'importazione di gas russo o di altra provenienza. All'avvicinarsi della data di apertura del gasdotto, nell'ottobre 1998, diversi operatori europei si resero però conto che, nella misura in cui metteva in collegamento il mercato europeo con quello liberalizzato inglese, l'Interconnector offriva anche un'opportunità per cogliere i vantaggi del differenziale di prezzo tra i due mercati. Diversi operatori si organizzarono quindi per progettare un contratto *spot* da lanciare nel corso del 1999 per consegne a Zeebrugge, un luogo che, oltre al collegamento con l'Interconnector, dispone di un terminale di rigassificazione di GNL, è vicino al punto di arrivo del gas norvegese ed è ben collegato con altre reti nordeuropee per il transito di gas olandese verso la Francia e la Germania. Gestito attraverso la filiale Huberator di Distrigaz, il contratto *spot* ha avuto un immediato successo, data la forte variabilità stagionale e volatilità dei prezzi inglesi rispetto a quelli relativamente stabili (in quanto indicizzati ai prodotti petroliferi) dei mercati europei. In pochi mesi il volume di gas soggetto a transazioni spot ha superato 4 Gmc. Transazioni *spot* avvengono anche in altre località con caratteristiche di *hub*, soprattutto lungo la frontiera tra la Germania, l'Olanda e il Belgio, così come nei principali punti di arrivo del gas russo in Europa. Si tratta, tuttavia di un commercio molto irregolare nel tempo e non basato su una contrattualistica formalizzata, che contribuisce a meno del 5 per cento del volume totale di gas consumato in Europa.

Le criticità del sistema di approvvigionamento

La domanda di gas naturale, e in particolare quella proveniente dalla produzione termoelettrica, è destinata a crescere a tassi molto elevati nei prossimi venti anni. Date le riserve di gas presenti, l'Italia, e più ancora l'Europa, sono già oggi fortemente dipendenti dalla produzione estera di gas e lo diverranno maggiormente in prospettiva. Secondo le stime prevalenti, la quota dei consumi di gas coperta dalle importazioni, oggi pari al 40 per cento, potrebbe superare il 60 per cento nel 2020. Il problema della sicurezza degli approvvigionamenti, come ha messo in evidenza il Libro verde della Commissione Europea, *Verso una strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia*, non può essere affrontato unicamente a livello dei singoli Stati membri. Esistono a tutt'oggi nelle aree vicine all'Europa riserve sufficienti per soddisfare la domanda potenziale futura e un'ampia quota di esse è già stata assicurata attraverso i contratti di fornitura di lungo periodo, ma è necessario sviluppare nuovi progetti di importazione e potenziare la capacità di interconnessione già esistente.

L'Italia e gli altri Stati europei devono mettersi in grado di attrarre nuovi investimenti nel settore evitando di divenire "vittime" di un unico fornitore, allargando il più possibile l'area di provenienza del gas importato. Tali obiettivi possono essere raggiunti creando e mantenendo un ambiente favorevole agli investimenti e incoraggiando uno sviluppo di un settore gas aperto, competitivo, caratterizzato da liquidità e flessibilità.

In Italia, in particolare, nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione permetteranno di ampliare nei prossimi anni la consistenza del sistema nazionale del gas e concorreranno alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. I principali progetti sono:

- progetto congiunto fra Eni e la National Oil Corporation, la compagnia petrolifera di stato libica, per la realizzazione di un sistema di estrazione di gas, condensati e petrolio nell'off-shore libico. Verrà posato un gasdotto sottomarino (lungo 600 km con una stazione di compressione) che collegherà la costa libica alla costa siciliana. In Sicilia verrà realizzato un collegamento verso il gasdotto di importazione dall'Algeria. L'impianto avrà a regime una capacità di 10 Gmc/a di gas, 2 dei quali destinati al consumo in Libia e 8 all'esportazione. L'entrata in produzione è prevista per la fine del 2003. Il gas trasportato in Italia sarà messo in vendita da Eni; metà del quantitativo (4 Gmc/a) è stato contrattato da Edison Gas, per una durata di 24 anni;
- progetto GEA per un gasdotto di circa 330 km (di cui 130 km off-shore) fra l'Italia e la Croazia, con possibilità di estensione ad altri paesi della regione. Servirà ad alimentare la Croazia con 2,2 Gmc/a di gas prodotto

nell'off-shore adriatico e trattato negli impianti Eni. L'opera verrà dimensionata per un trasporto di 5 Gmc/a;

- progetto Edison Gas e Exxon-Mobil, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione di Gnl nell'off-shore di Ravenna (con capacità iniziale di 4 Gmc/a). Il progetto ha superato la procedura di valutazione dell'impatto ambientale e ha ottenuto l'approvazione dalla Regione Veneto.

Sono allo studio altri progetti di espansione e di diversificazione, riguardanti fra l'altro un impianto di rigassificazione di GNL a Brindisi e la metanizzazione della Sardegna.

Il sistema nazionale del gas, grazie anche agli sviluppi sopra descritti, si inserisce pienamente nella trasformazione strutturale in atto a livello europeo, che porterà, fra l'altro, alla formazione di luoghi di interscambio (*hub*, o *market center*) di gas e di energia elettrica, connessi a mercati dei prodotti fisici e dei derivati finanziari, e di *interconnector* transnazionali per i quali l'Italia potrà valorizzare la sua favorevole collocazione geografica e la sua duplice integrazione nel mercato interno europeo e nell'area mediterranea.

Le potenzialità di uno sviluppo accelerato dei mercati *spot* in Europa, ovvero di mercati con caratteristiche di elevata liquidità e flessibilità, sono d'altro canto evidenti: la concorrenza sempre maggiore sul mercato elettrico non permetterà alle imprese di generazione elettrica di accettare ancora per molto tempo che il prezzo del gas sia indicizzato al prezzo dei prodotti petroliferi. Queste imprese dovranno sfruttare tutte le opportunità offerte dai mercati liberalizzati per procurarsi il gas al prezzo più conveniente, intervenendo anche sui mercati finanziari. A questo riguardo i mercati *spot* e i centri di mercato avranno un ruolo determinante. In analogia con gli Stati Uniti, pur applicando le debite proporzioni, si può stimare in circa 15 o 20 il numero degli *hub* che dovrebbero svilupparsi nel corso del decennio in Europa, di cui i più importanti, a parte Zeebrugge, dovrebbero essere Groningen in Olanda, Emden in Germania e Baumgarten in Austria.

Anche in Italia si intravede la possibilità di creare almeno un importante centro di mercato, situato nella pianura padana. In quest'area, dove oltre alla produzione nazionale oggi convergono flussi di gas provenienti da Russia, Algeria, Olanda (e dove a breve si aggiungeranno le importazioni da Norvegia e Libia), esistono rilevanti infrastrutture di stoccaggio. Con la prevista costruzione di un terminale di rigassificazione nell'Adriatico si può, inoltre, prevedere un ampliamento della capacità d'importazione di GNL che aumenterebbe ulteriormente la numerosità dei potenziali operatori sul lato dell'offerta. I quantitativi di gas che farebbero perno su quest'area possono stimarsi in almeno 40 Gmc già nel 2005.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

Confronti internazionali di prezzo

Al fine di disporre di confronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia con la trattazione relativa all'energia elettrica (cfr. capitolo 2), i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la sola fonte Eurostat. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate dall'Eurostat, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati al 1° luglio 2000. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo, sempre sulla base di statistiche di fonte Eurostat.

I prezzi italiani vengono posti a confronto con la media ponderata basata sui consumi dei singoli paesi in termini di volume (distinti per utenza civile e utenza industriale). Ciò permette di valutare più correttamente l'onerosità relativa dei prezzi italiani, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali in base alle rispettive parità fisse contro l'euro o al cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria europea.

Per le piccole *utenze domestiche*, prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 3.4). L'incidenza fiscale è in linea con quella media europea. Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 mc per gas a uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei e risulta del 39 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (17 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 mc che risultano superiori del 43 per cento alla media ponderata (21 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è superiore di oltre il 30 per cento a quella di tutti gli altri paesi europei.

TAV. 3.4

PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti e variazioni percentuali dei prezzi al netto delle imposte.

PAESI	8,37 GJ (217,62 MC)(A)			83,7 GJ (2.176,2 MC)(B)			125,6 GJ (3.265,6 MC)(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/99
AUSTRIA	1.105,7	841,6	*37,5*	802,5	588,2	*2,3*	784,2	573,2	*0,8*	915,4	682,6	*15,3*
BELGIO	1.348,3	1.089,2	*16,2*	770,0	611,4	*30,1*	738,2	585,1	*31,7*	1.026,7	823,5	*21,6*
FRANCIA	1.157,4	996,8	*6,1*	654,0	556,2	*6,4*	616,9	524,8	*6,5*	856,0	731,0	*6,2*
GERMANIA	1.455,7	1.183,4	*10,4*	791,6	610,6	*25,4*	743,3	569,1	*28,1*	1.037,6	822,5	*16,8*
IRLANDA	1.441,4	1.282,3	*-0,1*	608,4	533,5	*-1,6*	552,2	496,1	*-2,4*	950,0	842,4	*-0,7*
ITALIA	**1.068,1**	**872,2**	*17,4*	**1.258,9**	**722,4**	*21,8*	**1.256,5**	**710,7**	*22,2*	**1.140,5**	**774,0**	*20,0*
LUSSEMBURGO	1.061,3	1.001,2	*14,0*	536,3	506,0	*35,1*	527,4	497,4	*35,9*	762,7	719,4	*21,5*
OLANDA	1.117,2	929,9	*6,7*	699,1	441,5	*14,4*	705,8	424,8	*15,5*	830,4	613,8	*10,2*
SPAGNA	1.264,2	1.089,8	*21,7*	876,3	755,5	*21,7*	852,9	735,2	*21,7*	1.026,9	885,2	*21,7*
SVEZIA	1.324,7	849,6	*-0,3*	979,3	575,1	*9,9*	952,1	553,2	*10,3*	1.109,9	679,0	*7,9*
MEDIA PONDERATA	**1.242,0**	**1.020,7**	*11,7*	**904,5**	**616,5**	*20,2*	**880,1**	**589,9**	*21,4*	**1.016,3**	**767,5**	*15,8*
ITALIA: scostamento(C)	*-14,0*	*-14,5*	-	*39,2*	*17,2*	-	*42,8*	*20,5*	-	*12,2*	*0,9*	-

(A) uso cottura cibi e produzione di acqua calda;
(B) uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale;
(C) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Per quanto concerne l'*utenza industriale*, i prezzi al lordo e al netto delle imposte per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccole e medie imprese industriali, sono tra i più elevati in Europa. Il divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiori, fino a risultare di segno negativo. In particolare, la tipologia con consumi di oltre 10 milioni di mc corrisponde un prezzo al netto delle imposte inferiore del 4 per cento al valore medio ponderato (Tav. 3.5).

TAV. 3.5 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**
Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti e variazioni dei prezzi al netto delle imposte.

	418,6 GJ (o 10 883,6 mc)(A)			4.186 GJ (o 108 836 mc)(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99
AUSTRIA	633,2	552,8	*-1,3*	523,5	443,2	*-2,7*	461,9	381,5	*8,0*
BELGIO	571,4	546,4	*34,4*	447,0	447,0	*44,6*	390,2	386,1	*52,9*
DANIMARCA	679,8	640,1	*58,3*	649,0	609,4	*60,2*	512,1	472,5	*89,5*
FINLANDIA	740,9	696,4	....	557,9	524,4	*50,7*	468,5	433,2	*60,5*
FRANCIA	467,5	467,5	*6,4*	393,3	393,3	*6,5*	375,5	362,8	*27,0*
GERMANIA	565,3	520,1	*32,5*	520,1	474,9	*46,4*	483,0	438,4	*50,4*
IRLANDA	524,1	524,1	*-1,9*	421,2	421,2	*0,9*	351,0	351,0	*11,6*
ITALIA	**737,0**	**701,5**	*22,6*	**534,5**	**499,1**	*29,7*	**469,7**	**434,0**	*41,1*
LUSSEMBURGO	493,0	493,0	*36,3*	458,5	458,5	*40,2*	455,5	455,5	*45,9*
OLANDA	555,3	401,4	*17,1*	521,8	391,4	*17,5*	442,6	364,0	*36,4*
REGNO UNITO	354,9	354,9	....	319,4	319,4	....	274,1	274,1	....
SPAGNA	629,7	629,7	*26,2*	381,6	381,6	*52,0*	399,7	399,7	*48,5*
SVEZIA	629,5	548,8	*15,7*	587,4	507,6	*55,8*	565,2	484,7	*49,2*
MEDIA PONDERATA	**574,9**	**525,9**	*17,4*	**488,6**	**444,9**	*21,7*	**440,4**	**401,9**	*36,1*
ITALIA: scostamento(E)	*28,2*	*33,4*	-	*9,4*	*12,2*	-	*6,6*	*8,0*	-

CONTINUA

(A) senza fattore di carico.
(B) con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.
(D) con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.
(E) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 3.5 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

(SEGUE) Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti e variazioni dei prezzi al netto delle imposte.

CONSUMO ANNUO	41.860 GJ (o 1 088 360 mc)(C)			418.600 GJ (o 10 883 600 mc)(D)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
PAESI	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99
AUSTRIA	414,9	334,6	*12,6*	399,9	319,4	*20,2*	461,9	381,5	*8,0*
BELGIO	379,5	379,5	*53,5*	321,1	321,1	*68,6*	390,2	386,1	*52,9*
DANIMARCA	463,7	424,1	*69,2*	408,3	368,6	*75,5*	512,1	472,5	*89,5*
FINLANDIA	429,0	395,5	*78,3*	354,6	321,1	*66,5*	468,5	433,2	*60,5*
FRANCIA	376,5	361,8	*36,9*	328,1	304,5	*57,4*	375,5	362,8	*27,0*
GERMANIA	493,7	448,5	*53,9*	429,6	384,4	*59,2*	483,0	438,4	*50,4*
IRLANDA	290,1	290,1	*24,0*	290,1	290,1	....	351,0	351,0	*11,6*
ITALIA	**423,4**	**387,5**	*56,3*	**364,2**	**328,3**	*57,4*	**469,7**	**434,0**	*41,1*
LUSSEMBURGO	451,5	451,5	*41,1*	442,9	442,9	*53,9*	455,5	455,5	*45,9*
OLANDA	394,7	347,9	*50,3*	394,7	347,9	....	442,6	364,0	*36,4*
REGNO UNITO	260,3	260,3	....	236,6	236,6	....	274,1	274,1	....
SPAGNA	356,8	356,8	*57,7*	345,4	345,4	*60,7*	399,7	399,7	*48,5*
SVEZIA	543,6	462,9	*51,0*	543,6	462,9	....	565,2	484,7	*49,2*
MEDIA PONDERATA	**424,3**	**390,5**	*46,3*	**377,9**	**342,0**	*51,8*	**440,4**	**401,9**	*36,1*
ITALIA: scostamento(E)	*-0,2*	*-0,8*	-	*-3,6*	*-4,0*	-	*6,6*	*8,0*	-

(A) senza fattore di carico.
(B) con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.
(D) con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.
(E) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

L'incidenza fiscale risulta sempre più bassa della media europea, che risente dell'elevato prelievo ambientale in Olanda, Austria e Germania.

Il confronto a distanza di un anno è stato effettuato in modo omogeneo, considerando lo stesso numero di paesi e di tipologie di consumo e applicando la stessa struttura di ponderazione. Sui prezzi delle forniture finali in tutti i paesi importatori di gas si è inevitabilmente riverberata la risalita delle quotazioni internazionali della materia prima. Al luglio 2000 il recepimento della Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas si era compiuto solo in alcuni paesi europei e non appariva pertanto ancora in grado di produrre quei cambiamenti strutturali che potrebbero consentire riduzioni dei prezzi.

Per le *utenze domestiche*, l'aumento delle medie europee dei prezzi al netto delle imposte riguarda tutte le tipologie di consumo, risultando compreso fra il 12 e il 21 per cento; tra i paesi importatori di gas, l'Italia registra l'incremento più sostenuto dopo il Belgio e il Lussemburgo. A questo proposito occorre tuttavia tenere conto della indisponibilità di dati di altri due paesi importatori come la Danimarca e la Finlandia (Tav. 3.4), parzialmente bilanciata dalla contemporanea indisponibilità di dati per un paese produttore come il Regno Unito.

Per le *utenze industriali* l'innalzamento dei prezzi al netto delle imposte in Europa riguarda tutte le tipologie di consumo e appare assai più sostenuto, risultando compreso tra il 17 e il 52 per cento circa. La crescita dei prezzi italiani è meno pronunciata rispetto a quella degli altri paesi importatori, ma risulta comunque di alcuni punti percentuali superiore a quella media europea (Tav. 3.5). Le variazioni dei prezzi sono state più sostenute per le utenze con consumi elevati, le cui tariffe sono fissate liberamente all'interno di accordi-quadro tra le associazioni di categoria dei consumatori e dei fornitori di gas. Concorre a tale risultato anche l'effetto del meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità per le utenze domestiche e industriali con bassi consumi, che ha smussato nel tempo l'impatto della rapida risalita delle quotazioni petrolifere.

Petrolio, gas e tariffe finali: confronto di andamenti

Il confronto internazionale dei prezzi finali del gas è interessante con riferimento, non soltanto ai livelli (vedi paragrafo precedente), ma anche alla dinamica, soprattutto in un periodo di marcata variabilità delle quotazioni petrolifere internazionali, in quanto consente di verificare se - e in che misura - gli andamenti dei mercati internazionali si riverberano sui prezzi del gas per i consumatori finali.

A tale scopo è possibile utilizzare i numeri indici dei prezzi al consumo armonizzati di fonte Eurostat, disponibili a partire dal 1996. Da allora l'Istituto europeo di statistica raccoglie ogni mese le rilevazioni dei prezzi al consumo in base a un paniere di beni e servizi secondo una metodologia comune, concordata con gli istituti statistici dei singoli Stati membri. Si tratta dunque di dati perfettamente comparabili geograficamente. Poiché la rilevazione viene eseguita allo scopo di misurare il tasso d'inflazione europeo, gli indici elementari assumono un differente peso nel paniere di ogni Stato, in base alla rilevanza del bene o servizio nell'ambito dei consumi nazionali. L'indice generale dei prezzi al consumo, ottenuto dalla media ponderata degli indici elementari in ciascuno Stato, viene poi utilizzato per il calcolo del tasso d'inflazione europeo, nel quale a ogni Stato viene assegnato un peso in base alla sua rilevanza nei consumi totali dell'Unione europea. Nell'ambito del paniere armonizzato vengono rilevati sia l'indice elementare dell'energia elettrica (già utilizzato nel Capitolo 2) sia quello del gas, in base alla consueta metodologia di calcolo della spesa per questi servizi sostenuta da un consumatore-tipo.

TAV. 3.8

EVOLUZIONE DEL PETROLIO E DEGLI INDICI ARMONIZZATI DEI PREZZI AL CONSUMO DEL GAS

Numeri indice 1996=100 e variazioni percentuali;
peso dei paesi nel paniere europeo, incidenza del petrolio nei consumi di energia

REGIONI	PESO(A)	INCIDENZA PETROLIO(B)	1996	1997	1998	1999	2000	VAR % 2000/98	VAR % 2000/99	COEFF. DI CORRELAZ.
BRENT	-	-	**20,3**	**19,4**	**13,4**	**18,0**	**28,9**	*115,8*	*60,3*	-
AUSTRIA	25,85	43,4	100,0	105,3	102,3	101,2	106,7	*4,3*	*5,4*	0,51
BELGIO	26,48	42,1	100,0	103,4	105,4	100,1	111,6	*5,8*	*11,5*	0,55
FINLANDIA	12,57	32,1	100,0	101,7	102,1	99,2	97,7	*-4,3*	*-1,5*	-0,74
FRANCIA	162,43	36,2	100,0	105,8	107,7	102,0	110,2	*2,3*	*8,1*	0,38
GERMANIA	244,35	40,6	100,0	103,8	103,9	101,7	118,3	*13,8*	*16,3*	0,66
GRECIA(C)	19,19	58,5	100,0	105,0	109,7	110,9	114,1	*4,0*	*2,9*	-0,03
IRLANDA	9,27	54,8	100,0	104,0	104,2	105,2	108,6	*4,2*	*3,2*	0,58
ITALIA	**147,83**	**55,7**	**100,0**	**107,0**	**105,6**	**104,0**	**115,1**	*9,0*	*10,7*	**0,68**
LUSSEMBURGO	1,94	62,1	100,0	105,3	105,9	101,1	114,1	*7,7*	*12,8*	0,58
OLANDA	41,52	37,0	100,0	113,4	114,1	111,1	124,5	*9,1*	*12,1*	0,47
SPAGNA	82,57	54,5	100,0	104,7	98,6	101,9	108,5	*10,1*	*6,6*	0,69
PORTOGALLO	16,55	71,9	100,0	112,7	113,9	114,6	132,7	*16,5*	*15,8*	0,60
UNIONE MONETARIA EUROPEA	**790,56**	**45,1**	**100,0**	**105,6**	**105,3**	**103,1**	**114,5**	*8,7*	*11,0*	**0,66**
DANIMARCA	14,05	46,0	100,0	104,4	102,3	107,0	134,1	*31,0*	*25,3*	0,83
SVEZIA	18,62	30,8	100,0	97,9	98,3	89,8	89,8	*-8,6*	*0,0*	-0,48
REGNO UNITO	176,77	35,8	100,0	99,0	95,9	95,8	93,8	*-2,2*	*-2,1*	-0,34
UNIONE EUROPEA	**1.000,00**	**43,2**	**100,0**	**104,3**	**103,5**	**101,6**	**110,6**	*6,9*	*8,9*	**0,68**

(A) Incidenza per l'anno 2001 nell'ambito della rilevazione dei prezzi al consumo europei armonizzati
(B) quota del petrolio sul consumo totale di energia nell'anno 1998
(C) per l'anno 2000 sono disponibili solo i dati relativi a gennaio e febbraio

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, Aie.

Gli indici armonizzati dei prezzi al consumo del gas nei vari paesi europei sono messi a confronto con l'andamento del prezzo del petrolio Brent nella Tav. 3.6. Nelle penultime due colonne sono stati calcolati i tassi di crescita su due diversi intervalli temporali: il periodo 1998-2000, che comprende un anno di marcato calo delle quotazioni petrolifere (il 1998) e due anni di forte ripresa, e il periodo 1999-2000 in cui il Brent ha quasi ininterrottamente continuato a rincarare.

Come poteva attendersi, a fronte di una crescita del prezzo del petrolio del 116 per cento nel triennio 1998-2000, ovvero di un aumento del 60 per cento nel biennio 1999-2000, in quasi tutti i paesi europei si è registrata una consistente parallela crescita nel prezzo del gas, che conferma come quest'ultimo sia ancora largamente determinato in base a contratti di lunga scadenza indicizzati ai prezzi dei prodotti combustibili. Il coefficiente di correlazione (evidenziato nell'ultima colonna della Tav. 3.6) risulta infatti positivo e superiore a 0,6 in gran parte degli Stati considerati. Una correlazione non significativa (perché di segno negativo o perché il coefficiente risulta basso) si osserva in particolare per: Finlandia, Francia, Grecia e Olanda. Nei casi in cui la correlazione è positiva e consistente, gli incrementi del prezzo finale del gas sono ovviamente di entità inferiore rispetto a quelli evidenziati dal Brent, anche se in molti paesi - Belgio, Germania, Italia, Lussemburgo, Spagna, Portogallo e Danimarca - si osserva un tasso di crescita superiore alle due cifre in almeno uno dei due periodi in esame.

Al profilo di sostanziale "inseguimento", ancorché smussato nell'entità e ritardato nel tempo, del prezzo del gas rispetto alle quotazioni internazionali fanno eccezione essenzialmente il Regno Unito, l'Olanda e la Svezia. Le ragioni di tale discordanza sono da ricercare in diversi fattori. Olanda e Regno Unito sono produttori di gas: è quindi probabile che in questi paesi il prezzo del gas sia maggiormente indipendente dal petrolio. Il legame con il prezzo del petrolio è sicuramente molto debole nel Regno Unito dove esiste un mercato regolamentato del gas e dove la liberalizzazione del settore - da tempo avviata - continua a produrre i propri effetti di riduzione del prezzo finale del servizio grazie alle forti pressioni competitive e ai guadagni di produttività del settore. Analogamente, in Finlandia, l'ampia apertura del mercato del gas (in questo paese il 90 per cento dei clienti è idoneo) è un elemento che ha contribuito a far registrare la discesa dei prezzi finali.

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi nazionali

Nonostante i notevoli rialzi del prezzo internazionale del petrolio e dunque anche del gasolio, il prezzo al consumo del gas naturale per usi domestici (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat[1] si è mantenuto in discesa per tutta la prima metà del 1999, grazie al meccanismo di adeguamento fissato dall'Autorità (che lo aggancia a una media 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, benché in maniera graduale.

Nel 2000 (Tav. 3.7) il perdurare della tendenza al rialzo delle quotazioni internazionali dei prodotti combustibili si è puntualmente riverberato nelle tariffe del gas, portando l'indice medio annuo a registrare una crescita del 10,5 per cento (7,9 per cento in termini reali).

Per effetto degli andamenti descritti, il contributo all'inflazione complessiva del gas, sostanzialmente nullo nel 1999, è divenuto positivo (pari a due decimi di punto percentuale) nel 2000.

1 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo del gas all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". La rilevazione viene effettuata sulla base di alcune voci elementari che comprendono: gas per cottura cibi e produzione di acqua calda; gas per riscaldamento; gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. Il calcolo dell'indice avviene sulla base dell'individuazione del costo medio del gas per le famiglie tenendo conto della tariffa vera e propria (T1 e T2), della quota fissa (nolo contatore) e delle imposte (imposta governativa, addizionale regionale e IVA). Il consumo medio delle famiglie italiane considerato (differenziato localmente) è pari a circa 220 mc/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1300 mc/anno nel caso del gas per riscaldamento. Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi. Sino al 1998 l'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale è stata pari a 1,86 per cento, nel 1999 è scesa a 1,75, mentre nel 2000 è risalita a 1.94 per cento.

TAV. 3.7 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI**

Anni 1999-2000; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo corrispondente

MESI	1999				2000			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE(A)	VAR. %
GENNAIO	105,6	-5,0	97,1	-6,4	112,0	6,1	100,7	3,8
FEBBRAIO	105,9	-5,1	97,2	-6,4	112,2	5,9	100,5	3,5
MARZO	106,0	-5,0	97,1	-6,3	115,3	8,8	103,0	6,1
APRILE	105,9	-5,1	96,7	-6,5	115,0	8,6	102,7	6,2
MAGGIO	106,0	-3,9	96,5	-5,4	117,9	11,2	104,9	8,7
GIUGNO	105,9	-3,9	96,4	-5,4	118,0	11,4	104,6	8,5
LUGLIO	106,0	-2,3	96,3	-4,1	120,1	13,3	106,4	10,5
AGOSTO	106,2	-2,0	96,4	-3,8	120,1	13,1	106,3	10,3
SETTEMBRE	108,7	1,8	98,5	-0,1	122,9	13,1	108,5	10,1
OTTOBRE	109,0	2,1	98,5	-0,1	121,8	11,7	107,2	8,9
NOVEMBRE	111,3	5,0	100,4	2,8	125,1	12,4	109,7	9,3
DICEMBRE	111,4	4,9	100,4	2,7	125,2	12,4	109,7	9,3
MEDIA ANNUA	**107,3**	-1,6	**97,6**	-3,3	**118,8**	10,7	**105,4**	7,9

(A) Rapporto tra l'indice elementare del gas e l'indice generale moltiplicato per 100.

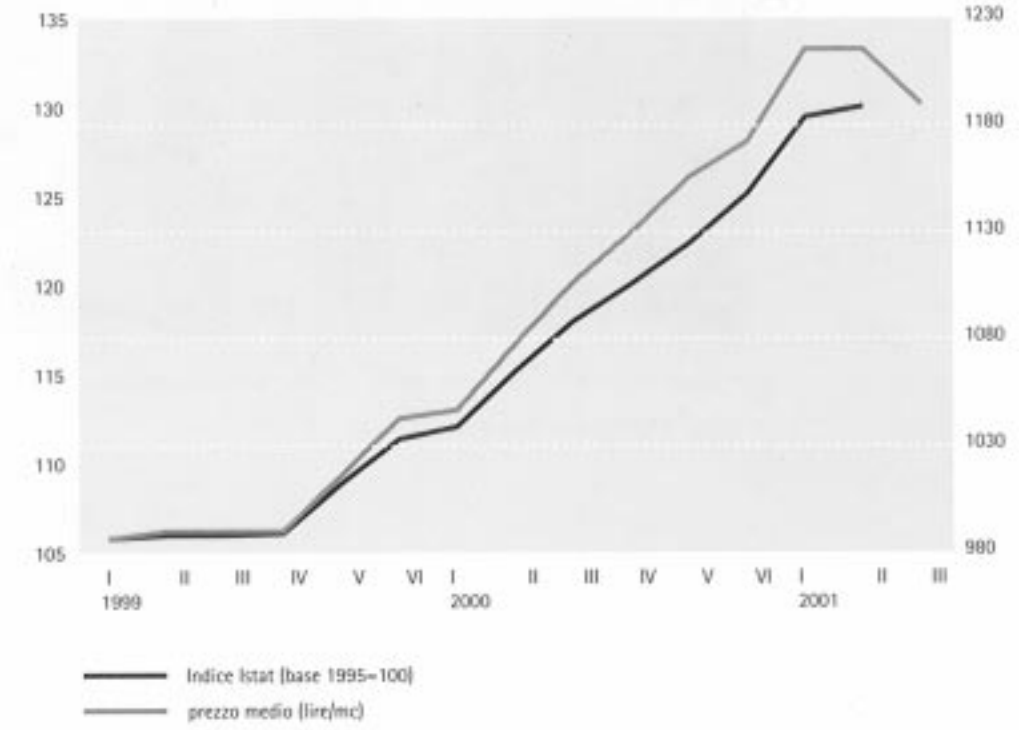
Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Confronto indice Istat e prezzo medio

L'andamento dell'indice Istat è consistente con quello del prezzo medio del gas per riscaldamento calcolato dall'Autorità.

Tra il 1999 e il 2000 il prezzo medio del gas è passato da 990 lire circa a 1216 lire per metro cubo. La crescita lievemente maggiore che si nota a carico del prezzo medio calcolato dall'Autorità (Fig. 3.4) è dovuta al fatto che questo è calcolato sulla base di tutte le tariffe (T1, T2, T3 e T4) mentre l'indice Istat è calcolato in base alla tariffa per riscaldamento e a quella per cottura cibi e produzione di acqua calda che ha registrato un aumento minore.

FIG. 3.4 CONFRONTO TRA INDICE ISTAT E PREZZO MEDIO DEL GAS



Fonte: Elaborazione su dati Istat, Numeri indici nazionali dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Tariffe di distribuzione nei capoluoghi di regione

Alla fine del 2000 l'Autorità ha definito la riforma delle tariffe di distribuzione e fornitura ai clienti del mercato vincolato, che entrerà in vigore il 1° luglio 2001 (per una descrizione in dettaglio si rimanda al Capitolo 5). Prima di tale termine le tariffe per usi civili del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana restano differenziate per tipologia di consumo, dimensione dell'utente e ambito territoriale. Ancora per l'anno 2000 è quindi utile riproporre qualche dato di sintesi attraverso le tavole che mostrano l'articolazione tariffaria per capoluogo di regione al netto (Tav. 3.8) e al lordo (Tav. 3.9) delle imposte.

TAV. 3.8 **TARIFFE DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE(A)**

Anno 2000; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2		T3(B)	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	<200 kmc/a
ANCONA	677	575	575	540	469	441
AOSTA	677	641	641	629	469	441
BARI	723	656	656	629	469	441
BOLOGNA	677	558	558	552	469	441
CAMPOBASSO	677	577	577	557	469	441
FIRENZE	677	581	581	571	469	441
GENOVA	677	640	640	600	469	441
L'AQUILA	677	512	512	485	469	441
MILANO	677	657	657	604	469	441
NAPOLI	769	853	853	766	469	441
PALERMO	815	776	776	718	469	441
PERUGIA	677	578	578	531	469	441
POTENZA	677	554	554	521	469	441
ROMA	723	713	713	699	469	441
TORINO	677	594	594	563	469	441
TRENTO	677	550	550	545	469	441
TRIESTE	677	620	620	605	469	441
VENEZIA	677	578	578	530	469	441

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, Cagliari e in Sardegna.
(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

TAV. 3.9 **PREZZI DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE(A)**

Anno 2000; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte

TARIFFA	T1	T2		T3(B)	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	<200 kmc/a
ANCONA	857	891	1.110	1.069	606	573
AOSTA	824	935	1.155	1.140	592	559
BARI	902	943	1.175	1.142	606	573
BOLOGNA	864	907	1.127	1.117	606	573
CAMPOBASSO	828	823	1.032	1.008	604	571
FIRENZE	864	923	1.142	1.130	606	573
GENOVA	871	994	1.213	1.165	606	573
L'AQUILA	852	770	1.002	970	604	571
MILANO	835	990	1.215	1.152	604	571
NAPOLI	954	1.181	1.411	1.307	606	573
PALERMO	969	1.049	1.259	1.190	592	559
PERUGIA	835	871	1.091	1.034	604	571
POTENZA	852	821	1.053	1.013	606	573
ROMA	915	1.093	1.312	1.296	606	573
TORINO	864	938	1.157	1.121	606	573
TRENTO	824	825	1.044	1.038	592	559
TRIESTE	824	909	1.129	1.111	592	559
VENEZIA	835	905	1.138	1.081	606	573

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, Cagliari e in Sardegna.
(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

Nel sistema tariffario in vigore sino al 1° luglio 2001 sono definite a livello nazionale le tariffe T1 (fissate su 4 livelli diversi in funzione dei consumi specifici delle località servite) e T4 (fissate mediante valori uguali sul territorio nazionale). Le tariffe T2 e T3 sono invece liberamente determinate dalle aziende di distribuzione, pur nel rispetto di alcuni vincoli di corrispondenza tra costi e ricavi.

Nel 2000 la tariffa T1, riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, è stata mediamente pari a 865 lire per metro cubo (695 lire al netto delle imposte). Essa presenta valori più elevati nei capoluoghi del Mezzogiorno a causa del minore consumo specifico, inteso come rapporto tra le calorie erogate e numero di utenti serviti.

La tariffa del gas impiegato per usi industriali di basso consumo (T4) al netto delle imposte è stata di 469 e 441 lire per metro cubo rispettivamente per consumi inferiori a 100.000 e compresi tra 100.000 e 200.000 metri cubi annui. Al lordo delle imposte il prezzo del gas per usi industriali passa a circa 605 lire per consumi inferiori a 100.000 mc annui e a 572 lire per consumi inferiori a 200.000 mc annui. Ad Aosta, Trento, Trieste e Palermo si registrano i valori più bassi del prezzo al lordo delle imposte perché le regioni a statuto speciale non impongono l'addizionale regionale, che invece grava sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Ne consegue un'incidenza fiscale per il gas destinato a questi usi del 21 per cento circa nelle regioni a statuto speciale, inferiore di circa due punti percentuali a quella che si riscontra altrove.

Il confronto delle tariffe al netto delle imposte riferite all'uso del gas per riscaldamento individuale (T2) e all'uso per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e commerciali (T3), liberamente determinate dalle aziende erogatrici, mostra ampie differenze territoriali.

In dieci dei diciotto capoluoghi considerati la tariffa T2 è inferiore a 600 lire/mc, in cinque capoluoghi è compresa tra 600 e 700 lire/mc, in tre supera le 700 lire/mc (Roma, Napoli e Palermo). La tariffa massima (853 lire/mc a Napoli) è pari a 1,7 volte il valore di quella minima (512 lire/mc a L'Aquila). Un'analoga distribuzione si ha per la tariffa T3, ovvero per il gas destinato all'uso per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e commerciali. Anche in questo caso in dieci capoluoghi su diciotto il valore della T3 è inferiore a 600 lire/mc, in sei capoluoghi è compreso tra 600 e 700 lire/mc e nei restanti due supera le 700 lire/mc; il valore minimo si riscontra all'Aquila (485 lire/mc), quello massimo a Napoli (766 lire/mc).

Nel 2000 l'incidenza fiscale è stata mediamente pari al 19,6 per cento per l'uso cottura cibi e produzione di acqua calda, al 33,2 e al 46,2 per cento per l'uso riscaldamento individuale con consumi rispettivamente inferiori o superiori a 250.000 mc/anno, al 47,1 per cento per gli usi di riscaldamento

centralizzato, artigianali o commerciali, mentre è risultata in media pari al 22,2 e al 22,5 per cento per gli usi industriali con consumi rispettivamente inferiori a 100.000 o 200.000 mc/anno.

Imposte sul gas

L'incidenza fiscale è notevolmente diminuita nel 2000 rispetto al 1999 grazie ai ripetuti provvedimenti di riduzione dell'imposta di consumo attuati dal governo.

La struttura delle aliquote legali dell'imposta di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA in vigore dal 1° gennaio 2001 è illustrata nella Tav. 3.10.

TAV. 3.10 **IMPOSTE SUL GAS**

Lire/mc e aliquote percentuali in vigore al 1° gennaio 2001

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
IMPOSTA DI CONSUMO					
NORMALE	56,99	124,62	307,51	307,51	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	46,78	46,78	212,46	212,46	24,2
ADDIZIONALE REGIONALE					
PIEMONTE	28,49	50	50	50	12,1
LOMBARDIA[A]	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA	28,49[B]	50[C]	50[C]	50[C]	12,1
EMILIA ROMAGNA	28,49	60	60	60	12,1
TOSCANA	28,49	50	50	50	12,1
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	10
LAZIO	28,49[D]	60[D]	60	60	12,1
ABRUZZO	23,39	23,39	50	50	12,1
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	23,39	23,39	50	50	12,1
PUGLIA	23,39	23,39	50	50	12,1
BASILICATA	23,39	23,39	50	50	12,1
CALABRIA	23,39	23,39	50	50	12,1
ALIQUOTA IVA (%)	**10**	**20**	**20**	**20**	**20**

(A) Aliquota ridotta a 10 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F"
(B) Aliquota ridotta a 20 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F".
(C) Aliqota ridotta a 30 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatizzata "E" e a 20 L/mc per quelli appartenti alla fascia "F"
(D) Aliquota ridotta a 23,39 L/mc nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

Le tariffe di trasporto in alta pressione

Il recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale nelle varie legislazioni nazionali ha richiesto, tra l'altro, la separazione contabile dell'attività di trasporto da quella di vendita del gas naturale e quindi la definizione di una specifica tariffa per tale servizio. La piena implementazione della Direttiva nei vari Stati membri richiederà una fase di transizione lunga diversi anni, durante la quale la definizione del servizio di trasporto e del relativo prezzo si evolveranno di pari passo con lo stadio di avanzamento del mercato.

Uno studio effettuato da *The Brattle Group* per conto della *European Federation of Energy Traders* (EFET)[2] ha realizzato un interessante confronto delle tariffe di trasporto sulle reti ad alta pressione in alcuni paesi europei. Per facilitare la comparazione è stato calcolato il costo di una serie di transazioni-tipo, illustrate nella Tav. 3.11, selezionate in base alla quantità di gas trasportato, alla stagione nella quale il servizio viene effettuato, alla durata e alla distanza. Non sono state prese in considerazione variazioni del fattore di carico perché questo viene trattato in modo simile in tutte le reti esaminate e dunque non costituisce un elemento di differenziazione nel sistema di calcolo dei prezzi.

La tariffa applicata dalla società inglese Transco è stata presa a punto di riferimento per l'analisi comparativa perché, al momento dell'effettuazione dello studio (marzo 2001), essa risultava l'unica calcolata in base ai costi in modo obiettivo e trasparente. Dal confronto è stata esclusa l'Italia, in quanto al momento dell'analisi il sistema di calcolo delle tariffe di trasporto era provvisorio[3] e le proposte formulate dall'Autorità circa il loro meccanismo di calcolo erano sottoposte al processo di consultazione. Lo studio pone comunque in evidenza come il sistema proposto dall'Autorità preveda un meccanismo di determinazione delle tariffe basato sui costi in modo trasparente e obiettivo, analogo a quello inglese.

2 Carlos Lapuerta, Boaz Moselle, *Third Party Access to Natural Gas Networks in the EU*, The Brattle Group, March 2001, mimeo.

3 Com'è noto, sino alla pubblicazione delle tariffe regolate dall'Autorità, ai sensi del dlgs. n. 164/00, le imprese italiane che svolgono attività di trasporto determinano in modo autonomo e pubblicano le tariffe applicate. Successivamente alla determinazione delle tariffe da parte dell'Autorità, le imprese procederanno alla compensazione nei confronti degli utenti interessati con riferimento al periodo di applicazione della tariffa transitoria.

Le tariffe di trasporto

In generale le tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale sulle reti ad alta pressione comprendono la remunerazione per il servizio di base, dato dal trasporto vero e proprio, e per i servizi accessori, tra i quali vi sono: la modulazione (necessaria a mantenere le condizioni di sicurezza e di efficienza del trasporto), la miscelazione (per garantire che il gas riconsegnato abbia caratteristiche fisico-chimiche conformi a quelle stabilite), la regolazione (per garantire che l'esercizio della rete e la riconsegna del gas avvengano nel rispetto dei requisiti tecnici, come, per esempio, i valori di pressione, stabiliti), il dispacciamento e il bilanciamento. Le tariffe per il servizio di trasporto dipendono dal modello generale di servizio che viene attuato, che può essere:

- a percorso tipico, *come in Germania e in Olanda e negli Stati Uniti, secondo il quale la capacità di trasporto viene conferita nei punti di consegna e di riconsegna, correlati secondo un percorso tipico; adottando tale modello lo scambio avviene in luoghi fisici di interscambio o hub (vedi sopra, il paragrafo su* L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas*);*
- *entry-exit, come nel Regno Unito, nel quale la capacità di trasporto viene conferita nei punti di consegna e nei punti di riconsegna senza però correlarli l'un l'altro; adottando tale modello lo scambio può avvenire in un luogo virtuale (per esempio, la rete nazionale dei gasdotti) o anche nei singoli punti di consegna e riconsegna, limitatamente al gas che vi è immesso o prelevato;*
- a zone, *nel quale i punti di consegna e di riconsegna vengono aggregati su base territoriale e correlati nel conferimento di capacità.*

In base al modello di servizio scelto si possono avere le seguenti tariffe:

- *Tariffa* "a francobollo"*: unica per qualsiasi percorso. La tariffa è stabilita in modo tale da coprire il costo medio per l'uso della rete di trasmissione.*
- *Tariffa* "da punto a punto"*: proporzionale alla distanza. Viene generalmente applicata sulle reti con struttura lineare o ad albero e nelle quali le direzioni dei flussi di gas trasportato sono tendenzialmente costanti e prevedibili. Di norma, quindi, non riflette eventuali costi di congestione della rete.*
- *Tariffa* "entry-exit"*: prevede che, per qualunque transito del gas sulle reti, sia pagato un pedaggio tipico di ogni punto di entrata indipendentemente dalla destinazione, e uno tipico di ogni punto di uscita indipendentemente dalla provenienza. Viene generalmente applicata sulle reti con struttura magliata e nelle quali le direzioni dei flussi di gas trasportato sono di norma molto variabili e imprevedibili. Una volta stabiliti i punti di entrata e di uscita della rete sui quali viene calcolato il costo del servizio di trasporto, a ciascuno di essi viene attribuito un diverso pedaggio che riflette il costo di gestione della rete e che può dipendere dal grado di congestione di quel punto.*

- *Tariffa "a zona": si tratta di una tariffa usata per semplificare il sistema tariffario "da punto a punto" o quello "entry-exit". Viene infatti applicata in modo uniforme al trasporto in zone predefinite, ovvero in quelle aree in cui i punti di consegna e riconsegna reali o virtuali sono stati aggregati su base territoriale (zone).*

La comparazione delle tariffe europee con quelle applicate da Transco è resa difficile dal fatto che il sistema inglese prevede un'ampia gamma di tariffe per ogni transazione-tipo, a seconda del punto di immissione o di prelievo del gas effettivamente considerati nel calcolo del costo del trasporto (sistema *entry-exit*). Al fine di mostrare l'ampiezza di tale gamma, per ogni transazione-tipo la tavola riporta la tariffa minima e quella massima applicabili da Transco, benché nessuna delle due possa considerarsi effettivamente rappresentativa. Ai fini del confronto comparativo, lo studio sceglie tuttavia di utilizzare come *benchmark* la tariffa massima applicabile da Transco, nell'ipotesi che la transazione non abbia origine nel punto di immissione di St Fergus, che è quello più costoso nel sistema e che rappresenta circa il 35 per cento di tutta la capacità di immissione venduta da Transco.

Le cifre riprodotte nella tavola evidenziano una significativa variabilità territoriale. In generale i prezzi applicati da Transco, oltre a essere gli unici che riflettono in modo trasparente i costi del servizio, sono anche generalmente più bassi di quelli applicati dalle altre compagnie. L'ultima riga della Tav. 3.11, che riporta il rapporto percentuale tra la tariffa media applicata dai trasportatori europei e quella di riferimento Transco, mostra come in media le tariffe europee siano più elevate di quelle inglesi da un minimo del 30 per cento a un massimo del 1.480 per cento.

La differenze maggiori tra la tariffa inglese e quelle applicate negli altri paesi europei considerati si manifestano nelle transazioni di breve durata (inferiore a un anno: nella tavola, le transazioni B, C, D, E). Queste sono molto importanti per lo sfruttamento di eventuali opportunità di arbitraggio derivanti, tra l'altro, dalle caratteristiche dei contratti di approvvigionamento o da variazioni stagionali imprevedibili nei fabbisogni.

Il trasporto in controflusso (transazione H) comporta un migliore sfruttamento della rete e normalmente ne riduce i costi di gestione attenuando eventuali problemi di congestione. Ciò nonostante, nessuna società di trasporto, a eccezione di Transco (e di Snam, per la quale, tuttavia, lo studio non è in grado di calcolare correttamente la tariffa), riconosce questo elemento in modo appropriato nella tariffa di trasporto.

Solo per il trasporto a breve distanza (transazione G) le tariffe Transco appaiono sorprendentemente più elevate perché riflettono i costi di congestione della rete, non considerati dalle altre imprese. È da sottolineare però, che normalmente il gas in Europa "viaggia" per lunghe distanze sia in termini contrattuali sia in termini fisici. Il trasporto a breve distanza è importante in realtà solo nei paesi in cui la produzione nazionale di gas è molto rilevante; si tratta dunque di tariffe di scarsa importanza per i potenziali nuovi entranti sul mercato del gas, che normalmente non hanno accesso a tale produzione.

Al di là di quanto afferma lo studio citato, si può per altro osservare che il rapporto tra le tariffe inglesi e quelle continentali dovrebbe considerare che le congestioni, che si sono verificate più volte nel sistema inglese, hanno condotto i prezzi effettivi del servizio di trasporto al di sopra delle tariffe "teoriche". Per porre rimedio agli effetti delle frequenti congestioni è stato introdotto un meccanismo di aste per l'assegnazione della capacità scarsa nei punti di entrata, i cui proventi vanno a beneficio dell'intero sistema di trasporto. Ciò rende più complessi i confronti internazionali nelle tariffe, perché difficile è l'assegnazione di tali proventi al prezzo dei singoli servizi di trasporto.

TAV. 3.11 TARIFFE DI TRASPORTO IN ALTA PRESSIONE PER DIVERSI TIPI DI CONTRATTO

Centesimi di euro per metro cubo

TRANSAZIONI	A	B	C	D	E	F	G	H
CONTRATTO	BASE	Semestrale (inverno)	Semestrale (estate)	Mensile (inverno)	Mensile (estate)	Lunga distanza	Breve distanza	In contro-flusso
Quantità (mc)	48.000	24.000	24.000	4.000	4.000	48.000	48.000	48.000
Fattore di carico	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
Durata (mesi)	12	6	6	1	1	12	12	12
Distanza (km)	200	200	200	200	200	400	75	200
TRASPORTATORE								
Distrigas	1,04	2,05	....	12,15	....	1,91	0,49	1,04
Gaz de France	1,03	1,91	1,91	10,73	10,73	2,13	0,54	1,15
Ruhrgas	1,03	2,06	2,06	12,33	12,33	1,97	0,44	1,03
Wingas	0,80	1,61	1,61	9,63	9,63	1,52	0,36	0,80
Gasunie	1,15	2,30	2,30	11,85	2,82	1,15	0,67	1,15
Enagas	3,17	6,16	6,16	27,49	27,49	2,98	2,71	2,80
Transco (max)	1,51	1,47	1,56	1,52	1,45	1,67	1,49	0,64
Transco (max escl. St Fergus)	0,92	0,95	0,89	0,95	0,94	1,48	0,67	0,64
Transco (min)	0,39	0,34	0,44	0,35	0,42	0,61	0,30	0,28
CONFRONTO								
Tariffa media (escl. Transco)	1,37	2,68	2,81	14,03	12,60	1,94	0,87	1,33
Tariffa Transco benchmark	0,92	0,95	0,89	0,95	0,94	1,48	0,67	0,64
Rapporto[A]	149%	282%	316%	1477%	1340%	131%	130%	208%

(A) Rapporto tra la tariffa media applicata da tutti i trasportatori tranne Transco e la tariffa Transco presa come *benchmark* ovvero la tariffa massima escludendo il punto di entrata di St. Fergus.

Fonte: The Brattle Group, *Third-Party Access to Natural Gas Networks in the EU*, Marzo 2001.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

L'andamento degli indicatori di qualità

Nel corso del 2000 l'Autorità ha effettuato la quarta indagine annuale sulla qualità del servizio. L'indagine ha lo scopo di verificare il rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi e di rilevare i livelli di qualità raggiunti nel 1999 a fronte di tali standard. La rilevazione si basa sui dati forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità.

Come descritto più approfonditamente nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, a marzo del 2000 sono stati definiti dall'Autorità i livelli di qualità commerciale uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti, con indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità riferiti alle prestazioni maggiormente richieste dai clienti. Tali nuovi livelli obbligatori sono entrati in vigore il 1° gennaio 2001. I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità superano definitivamente gli standard di qualità commerciale definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza, dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità sulla qualità del servizio conterrà, per gli aspetti commerciali, i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità stessa.

Adozione delle Carte dei Servizi

L'attività di distribuzione del gas è caratterizzata da una notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano sia delle loro dimensioni. Nel 1999, oltre 750 esercenti hanno operato nel servizio di distribuzione del gas per un totale di circa di 15 milioni di clienti serviti. Nello stesso periodo si è registrata una riduzione del numero degli esercenti rispetto agli anni precedenti. Tale riduzione è dovuta ad accordi di fusione tra imprese del settore, prevalentemente a scapito dei piccoli esercenti, con un conseguente aumento delle dimensioni delle imprese in termini di utenza servita.

Nel 1999 la verifica dello stato di adozione delle Carte dei Servizi ha rilevato una diminuzione rispetto all'anno precedente a seguito della menzionata riduzione del numero di esercenti. Alla data del 31 dicembre 1999, 497 esercenti hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. La percentuale dei clienti del servizio gas il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi, che resta invariata per il 1999, ammonta a circa il 93 per cento dell'intera utenza in Italia per un totale di 14,9 milioni di clienti (Tav. 3.12). Gli esercenti che non si sono ancora dotati di una Carta dei servizi sono prevalentemente piccoli esercenti con meno di 10.000 clienti.

TAV. 3.12 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA SERVIZI

ESERCENTI E CLIENTI	GRANDI ESERCENTI(A)	MEDI ESERCENTI(B)	PICCOLI ESERCENTI(C)	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1997	20	155	326	501
1998	21	157	353	531
1999	21	144	332	497
CLIENTI DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (MILIONI)				
1997	9,0	3,9	1,1	14,0
1998	9,4	4,3	1,2	14,9
1999	9,6	4,2	1,1	14,9

(A) grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000
(B) medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000
(C) piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica degli standard di qualità delle Carte dei Servizi

Nel complesso, appare confermato anche per il 1999 quanto rilevato negli anni precedenti:

- gli standard sono differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti (Tav. 3.13) sia per i medi (Tav. 3.14) e piccoli esercenti (Tav. 3.15) dove questo fenomeno è più accentuato (vedi le colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni soprattutto per i piccoli esercenti;
- la media dei livelli effettivi è lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- la maggior parte dei grandi esercenti ha verificato il rispetto degli standard specifici, in particolare per quanto riguarda i preventivi, l'esecuzione di impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura. Circa il 50 per cento dei medi esercenti ha verificato il rispetto degli standard specifici; la percentuale scende al 40 per cento per i piccoli esercenti.

L'indagine ha altresì rilevato che:

- per alcune prestazioni i tempi medi effettivi rilevati nel 1999 per i grandi esercenti sono migliorati rispetto al 1998; il tempo medio effettivo per i preventivi si è, per esempio, ridotto da 8,1 giorni nel 1998 a 7,5 giorni nel 1999;
- si è riscontrata una riduzione dei tempi necessari per l'esecuzione di impianti completi (da 22 giorni nel 1998 a 17,5 giorni nel 1999) e per le attivazioni e riattivazioni (da 3,7 giorni nel 1998 a 2,9 giorni nel 1999), mentre sono peggiorati i tempi medi di risposta a reclami (da 7,8 giorni nel 1998 a 14,5 giorni nel 1999) e di pronto intervento (da 25 minuti nel 1998 a 40,5 nel 1999);
- per i medi esercenti i tempi medi effettivi sono migliorati per tutte le prestazioni a richiesta del cliente;
- per i piccoli esercenti i tempi medi effettivi sono migliorati per quasi tutte le prestazioni, e, in particolare, per l'esecuzione di impianti completi (da 24,1 giorni nel 1998 a 20,9 giorni nel 1999) e per le attivazioni e riattivazioni (da 8 giorni nel 1998 a 2,8 giorni nel 1999).

TAV. 3.13 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI**

PRESTAZIONE	CASI 1999	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999	1998
Preventivazione	168.128	18,5	10	60	1,7	2,2	7,5	8,1
Allacciamenti aerei	63.643	22,3	10	60	2,0	3,0	10,6	10,8
Impianti completi	37.439	34,6	15	90	5,5	3,6	17,5	22
Attivazioni e riattivazioni	507.053	7,3	3	15	0,4	0,8	2,9	3,7
Disattivazioni	260.376	7,2	3	10	1,3	0,7	3,2	4,0
Risposta a richieste scritte	3.129	27,4	15	30	5,2	4,8	12,6	12,7
Risposta a reclami	7.986	22,9	20	30	15,2	5,3	14,5	7,8
Rettifiche di fatturazione	387.907	11,4	7	80	1,0	0,3	17,2	2,4
Riattivazione clienti morosi	12.831	3,5	1	7	2,4	0,0	1,6	1,1
Verifica misuratori	2.973	7,6	5	20	2,8	1,7	5,6	4,6
Verifica pressione	1.137	4,1	2	20	0,6	0,7	0,9	2,4
Sospensioni programmate(G)	22.046	10,1	6	72	0,0	0,0	3,3	1,7
Pronto intervento(H)	114.468	60,4	0	120	8,3	4,5	40,5	25,0

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.14 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI**

PRESTAZIONE	CASI 1999	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999	1998
Preventivazione	100.552	22,7	3	60	1,2	0,9	10,0	11,1
Allacciamenti aerei	33.990	30,8	0	90	0,7	0,8	14,2	18,9
Impianti completi	53.037	43,1	4	90	1,8	1,9	23,6	26,2
Attivazioni e riattivazioni	185.640	7,3	1	20	1,3	0,9	3,2	3,7
Disattivazioni	125.171	6,2	2	30	1,1	0,8	3,1	3,2
Risposta a richieste scritte	7.190	24,3	8	40	4,8	3,9	18,1	18,1
Risposta a reclami	2.542	25,6	8	40	6,4	3,3	17,4	18,0
Rettifiche di fatturazione	32.319	14,9	1	90	1,5	2,5	6,6	18,1
Riattivazione clienti morosi	10.170	3,6	0	60	0,3	0,0	1,5	1,4
Verifica misuratori	2.715	8,6	1	90	2,5	7,4	5,0	10,9
Verifica pressione	2.349	4,1	1	20	0,3	1,1	1,8	2,4
Sospensioni programmate(G)	4.152	21,2	1	48	0,0	0,4	4,8	7,6
Pronto intervento(H)	27.339	57,0	20	180	1,3	2,9	32,8	43,7

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.15 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI**

PRESTAZIONE	CASI 1999	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999	1998
Preventivazione	32.080	20,3	1	50	0,5	0,8	8,3	9,0
Allacciamenti aerei	15.294	22,2	2	60	0,5	1,6	12,4	14,1
Impianti completi	21.581	41,0	3	90	0,8	1,9	20,9	24,1
Attivazioni e riattivazioni	47.645	7,5	1	20	0,2	0,3	2,8	8,0
Disattivazioni	30.709	6,2	1	375	0,4	0,5	2,9	2,9
Risposta a richieste scritte	1.961	25,9	3	60	0,5	0,5	12,4	14,8
Risposta a reclami	711	24,8	2	30	2,3	1,4	9,3	14,5
Rettifiche di fatturazione	8.056	14,1	1	90	0,4	0,2	6,8	6,6
Riattivazione clienti morosi	2.313	4,3	1	30	0,7	0,0	1,7	1,5
Verifica misuratori	1.894	11,2	1	60	0,3	0,8	4,2	3,5
Verifica pressione	1.594	5,2	1	30	0,2	0,3	2,7	2,7
Sospensioni programmate(G)	517	14,3	4	48	0,0	0,7	4,8	4,3
Pronto intervento(H)	7.676	60,9	15	180	0,8	0,6	26,5	29,6

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo..
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Rimborsi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e che, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili al cliente o a terzi, riconoscano un rimborso ai clienti coinvolti.

Gli esercenti possono scegliere sia quali indicatori di qualità assoggettare a rimborso, sia l'entità del rimborso, sia le procedure di rimborso: gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente a esercente e, inoltre, alcuni esercenti hanno sottoposto a rimborso anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi. Per quanto riguarda le modalità di rimborso, solo Italgas, Napoletana Gas, Società Gas Rimini ed alcuni altri esercenti medi e piccoli hanno adottato procedure di rimborso automatico.

TAV. 3.16 **RIMBORSI AI CLIENTI**

CASI	GRANDI ESERCENTI(A)	MEDI ESERCENTI(B)	PICCOLI ESERCENTI(C)	TOTALE 1999	TOTALE 1998
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	6.943	3.984	285	11.212	12.366
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	10	49	197	256	119
NUMERO DI RIMBORSI CONCESSI	1.378	121	141	1.640	707
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	1.373	78	28	1.479	678
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	93,0	20,5	20,8	134,3	51,4

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Per il 1999 si nota un notevole incremento degli indennizzi automatici concessi ai clienti, per la quasi totalità ascrivibile alla Napoletana Gas, che è passata da 65 rimborsi automatici nel 1998 a 869 rimborsi automatici nel 1999; tale aumento deriva dall'adozione di una nuova Carta dei servizi con standard più severi. Risultati positivi anche per l'Italgas che, pur avendo introdotto nel 1999 una nuova Carta dei servizi con standard più stringenti, non ha aumentato il numero di casi di mancato rispetto dello standard.

In generale si può affermare che, rispetto ai dati del 1998, sono diminuiti i casi di inosservanza degli standard soggetti a indennizzo (Tav. 3.17). Tale diminuzione può essere dovuta sia al progressivo miglioramento della performance degli esercenti, dopo le iniziali difficoltà che essi possono avere incontrato nei primi anni di applicazione della Carta dei servizi, sia all'efficacia dei controlli da parte dell'Autorità e alla conseguente pubblicazione comparativa dei risultati la quale ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

TAV. 3.17 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
1997	10.707	3.172	386	14.265
1998	8.814	2.880	672	12.366
1999	6.943	3.984	285	11.212

(A) grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La sicurezza del servizio

L'indagine sulla qualità del servizio gas ha preso in esame come aspetti della sicurezza del servizio la percentuale di rete ispezionata in media e bassa pressione, l'odorizzazione del gas e il pronto intervento.

Ispezione della rete ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca di fughe è uno degli aspetti più rilevanti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. Per valutare l'evoluzione della quantità di rete ispezionata, i dati esaminati sono stati raggruppati in funzione delle varie tipologie di rete (media e bassa pressione) e per ciascuno dei tre raggruppamenti di esercenti (grandi, medi e piccoli). Ne risulta un aumento di circa 1 punto della percentuale di rete in bassa pressione ispezionata e una riduzione della rete in media pressione (44 per cento di rete ispezionata rispetto al precedente 51 per cento dell'anno precedente) (Tav. 3.18).

Tale riduzione è da imputare prevalentemente all'Italgas che per il 1999 ha ridotto la quantità di rete in media pressione ispezionata rispetto all'anno precedente. L'indagine ha evidenziato che 200 esercenti per la media pressione e 196 per la bassa, ai quali corrisponde circa il 10 per cento dei clienti serviti, non hanno ispezionato alcun tratto di rete. Viene quindi confermata una marcata difformità nelle scelte degli esercenti con diversi gradi di tutela dei cittadini (Tav. 3.19).

TAV. 3.18 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA IN KM	% DI RETE CONTROLLATA 1999	% DI RETE CONTROLLATA 1998
GRANDI(A)	9.630.421	54.326	5,6	21.150	39	37
MEDI(B)	4.496.987	40.365	8,9	10.913	27	25
PICCOLI(C)	1.298.301	15.551	12,1	4.844	31	33
TOTALE	**15.425.709**	**110.242**	**7,1**	**36.907**	33	32

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 1999.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 3.19 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA IN KM	% DI RETE CONTROLLATA 1999	% DI RETE CONTROLLATA 1998
GRANDI(A)	9.630.421	31.178	3,2	15.022	48	70
MEDI(B)	4.496.987	21.741	4,8	8.077	37	29
PICCOLI(C)	1.298.301	8.719	6,9	3.758	43	38
TOTALE	**15.425.709**	**61.638**	**4,0**	**26.857**	44	51

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 1999.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Odorizzazione

Per quanto riguarda l'odorizzazione del gas, gli esercenti sono stati valutati in funzione del livello medio di odorizzazione del gas distribuito e dell'odorizzante utilizzato.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM (Tav. 3.20). Il THT (componente principale: tetraidrotiofene) e il TBM (componente principale: terzbutilmercaptano) sono i due tipi di odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire al gas distribuito il caratteristico odore agliaceo; tale odore consente di avvertire nell'aria la presenza del gas, di per sé privo di odore, prima che esso raggiunga percentuali pericolose con possibili inneschi di esplosioni. L'Italgas utilizza in più di una zona operativa entrambi i tipi di odorizzante (Tav. 3.20).

L'esame dei dati ha evidenziato la presenza di 10 esercenti, che servono circa 18.000 clienti, e 13 esercenti, che servono circa 84.000 clienti, rispettivamente per il THT e per il TBM, che non hanno saputo indicare le quantità di odorizzante immesso nel gas distribuito.

TAV. 3.20 ODORIZZAZIONE DEL GAS: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZZANTE	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1999 mg/mc	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1998 mg/mc
ITALGAS	2.630.458	3.921.316.275	THT	145.967	37,2	36,2
ITALGAS	206.959	241.192.413	TBM	4.480	18,5	21,6
ITALGAS	1.621.008	3.051.256.464	THT+TBM	91.655	30,0	31,5
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	1.408.106.831	TBM	26.841	19,0	18,5
AEM - MILANO	804.215	993.907.597	TBM	21.395	21,5	18,7
NAPOLETANA GAS	552.786	435.584.715	THT	16.700	38,3	38,0
SEABO - BOLOGNA	345.050	796.955.768	THT	29.168	36,5	38,0
AMGA - GENOVA	315.115	378.908.802	THT	12.156	32,0	32,0
ITALCOGIM	302.819	414.431.956	TBM	4.842	11,6	11,7
FIORENTINA GAS	295.933	547.097.577	THT	34.209	62,5	52,7
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	465.717.183	THT	14.338	30,7	22,6
SICILIANA GAS	160.706	137.352.463	TBM	1.465	10,6	20,1
ASM - BRESCIA	149.181	337.561.058	THT	12.899	38,2	33,4
SOGEGAS	142.385	295.439.419	TBM	2.816	9,5	8,2
CONSIAG - PRATO	141.089	327.686.054	THT	10.641	32,4	33,6
AGES - PISA	133.851	273.341.914	THT	6.791	24,8	25,1
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	270.334.131	TBM	4.428	16,3	16,8
AMPS - PARMA	123.305	293.498.337	THT	8.200	27,9	27,9
AGSM - VERONA	121.572	307.810.936	TBM	6.400	20,7	17,4
AMAG - PADOVA	120.946	311.198.182	THT	10.260	32,9	38,0
ASCO PIAVE	120.336	370.950.908	THT	7.298	19,6	20,2
ACEGAS - TRIESTE	112.204	145.194.892	THT	6.200	42,7	37,1
AMG - PALERMO	105.210	51.228.905	TBM	640	12,4	14,8

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Pronto intervento

Il pronto intervento è stato esaminato sia sotto il profilo della tempestività di arrivo sul posto di chiamata sia sotto quello della frequenza delle chiamate rispetto al numero di utenze servite. Gli standard dichiarati sono estremamente variabili anche tra esercenti delle stesse dimensioni. Il tempo medio effettivo è di 40,5 minuti per i grandi esercenti, di 32,8 minuti per i medi e di 26,5 minuti per i piccoli (Tav. 3.21).

Dall'esame dei dati risulta inoltre che 188 esercenti, per un totale di circa 2.000.000 di clienti, non sono stati in grado di fornire il numero di chiamate, mentre 197 esercenti, che rappresentano circa 2.700.000 clienti, non hanno misurato il tempo di arrivo sul luogo di chiamata.

Pure rilevante risulta il dato che 128 esercenti, che forniscono più di 8.700.000 clienti, ricevono chiamate di pronto intervento da più di dieci clienti ogni mille clienti serviti. Tale difformità risente sicuramente, da una parte, di una interpretazione più o meno estensiva del servizio di pronto intervento e, dall'altra, di differenti soluzioni impiantistiche.

TAV. 3.21 **PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI**

ESERCENTE	CLIENTI	TOTALE CASI	TOTALE CASI OGNI 1000 CLIENTI	STANDARD giorni	% FUORI STANDARD	EFFETTIVO giorni
ITALGAS	4.458.425	56.261	12,6	60	9,5	35,4
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	14.747	17,9	60	0,0	26,2
AEM - MILANO	804.215	1.824	2,3	60	0,0	22,5
NAPOLETANA GAS	552.786	8.235	14,9	60	5,0	67,0
SEABO - BOLOGNA	345.050	1.493	4,3	...	...	...
AMGA - GENOVA	315.115	6.161	19,6	105	0,0	87,0
ITALCOGIM	302.819	1.740	5,7	45	0,2	20,1
FIORENTINA GAS	295.933	6.701	22,6	60	29,2	74,0
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	710	4,1	120	...	60,0
SICILIANA GAS	160.706	2.181	13,6	60	3,6	30,3
ASM - BRESCIA	149.181	3	0,0	...	...	20,6
SOGEGAS	142.385	1.211	8,5	60	80,9	27,2
CONSIAG - PRATO	141.089	3.555	25,2	...	...	...
AGES - PISA	133.851	2.322	17,3	...	...	30,0
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	318	2,5	30	6,6	21,0
AMPS - PARMA	123.305	1.800	14,6	60	0,0	50,0
AGSM - VERONA	121.572	713	5,9	...	...	56,0
AMAG - PADOVA	120.946	...	...	...	...	...
ASCO PIAVE	120.336	448	3,7	120	9,7	53,0
ACEGAS - TRIESTE	112.204	1.682	15,0	30	...	...
AMG - PALERMO	105.210	2.213	21,0	120	11,7	55,6
TOTALE	**9.630.421**	**114.468**	**11,9**	**60,4**	**8,3**	**40,5**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Continuità del servizio

In relazione alla continuità del servizio l'indagine condotta dall'Autorità ha preso in considerazione tre aspetti: la quantità di gas acquistato e telecontrollato nei punti di alimentazione della rete, il numero di gruppi di riduzione finale in antenna e l'interconnessione delle reti di distribuzione.

Per quanto concerne il telecontrollo, è stata esaminata la diffusione tra gli esercenti dei meccanismi appositi nei punti di alimentazione della rete in grado di inviare allarmi a distanza e in tempo reale in caso di anomalie nei principali parametri di funzionamento (per esempio: portata, pressione in uscita, temperatura del gas). La presenza di teleallarmi consente di evitare che il disservizio giunga al cliente compromettendo la continuità del servizio.

Il dato è stato verificato solo per i grandi esercenti, a motivo della difficoltà di verificare l'esatta interpretazione da parte degli esercenti del concetto di telecontrollo, spesso confuso con i sistemi di semplice telelettura dei volumi acquistati. L'indagine ha rilevato che quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto a dotare di telecontrollo i punti di alimentazione della rete.

Inoltre si è esaminato il numero dei gruppi di riduzione finale in antenna e il numero degli impianti di distribuzione suddivisi tra quelli ad alimentazione singola (non interconnessi) e quelli ad alimentazione plurima (interconnessi).

TAV. 3.22 **TELECONTROLLO E GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA: GRANDI ESERCENTI**

Anno 1998

ESERCENTI	CLIENTI	PERCENTUALE GAS TELECONTROLLATO PER USI CIVILI	PUNTI DI ALIMENTAZIONE DELLA RETE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA
ITALGAS	4.458.425	*100*	509	5717	4246
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	*7*	159	2460	...
AEM - MILANO	804.215	*100*	9	220	28
NAPOLETANA GAS	552.786	*100*	49	396	36
SEABO - BOLOGNA	345.050	*81*	42	545	227
AMGA - GENOVA	315.115	*100*	7	169	...
ITALCOGIM	302.819	*63*	78	669	113
FIORENTINA GAS	295.933	*77*	28	174	46
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	*100*	48	1140	209
SICILIANA GAS	160.706	*100*	36	176	31
ASM - BRESCIA	149.181	*85*	12	168	53
SOGEGAS	142.385	*64*	30	525	242
CONSIAG - PRATO	141.089	*66*	14	150	41
AGES - PISA	133.851	*86*	15	364	77
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	*83*	17	539	296
AMPS - PARMA	123.305	...	21	268	69
AGSM - VERONA	121.572	*91*	4	140	22
AMAG - PADOVA	120.946	*100*	7	356	234
ASCO PIAVE	120.336	*68*	48	887	119
ACEGAS - TRIESTE	112.204	*90*	3	58	8
AMG - PALERMO	105.210	*100*	1	30	1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo *Quaderno* della collana Documenti.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica. Congiuntamente con Istat è stata progettata e realizzata una sezione dell'indagine "multiscopo" specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

La rilevazione viene ripetuta annualmente; i dati riportati di seguito si riferiscono a novembre 2000 e ad un campione di oltre 20.000 famiglie.

Gli obiettivi della sezione dedicata al servizio gas sono stati quelli di rilevare sistematicamente la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) sia per il servizio complessivo, sia per le principali componenti di qualità del servizio, come la stabilità della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

Il servizio gas non è diffuso uniformemente su tutto il territorio nazionale: le famiglie che utilizzano gas attraverso la rete di distribuzione costituiscono il 68,6% del totale delle famiglie italiane; negli altri casi, il gas viene acquistato in bombole, normalmente per uso cottura, o sfuso ed immagazzinato in un "bombolone", rifornito periodicamente e su suolo privato esterno all'abitazione. Il servizio gas a mezzo rete ha una maggiore diffusione al centro-nord rispetto al meridione, nel quale la diffusione del servizio ha trovato impulso a partire dall'inizio degli anni ottanta; in particolare, nelle isole il gas distribuito a mezzo rete interessa solo una minoranza di famiglie (Sicilia: 30,3 per cento; Sardegna: 1,8 per cento).

La possibilità di allacciarsi alla rete di distribuzione interessa la maggior parte delle famiglie residenti nei grandi centri (87 per cento), nei comuni con oltre 50.000 abitanti (84 per cento) e nei comuni della periferia di grandi aree urbane (73,8 per cento).

L'indagine sulla soddisfazione degli utenti gas si è rivolta solo alle famiglie allacciate alla rete. Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio gas è complessivamente molto elevato: il 29,4 per cento si dichiara "molto soddisfatto" e il 65,4 per cento "abbastanza soddisfatto", per un totale del 94,8 per cento di utenti complessivamente soddisfatti (Tav. 3.23).

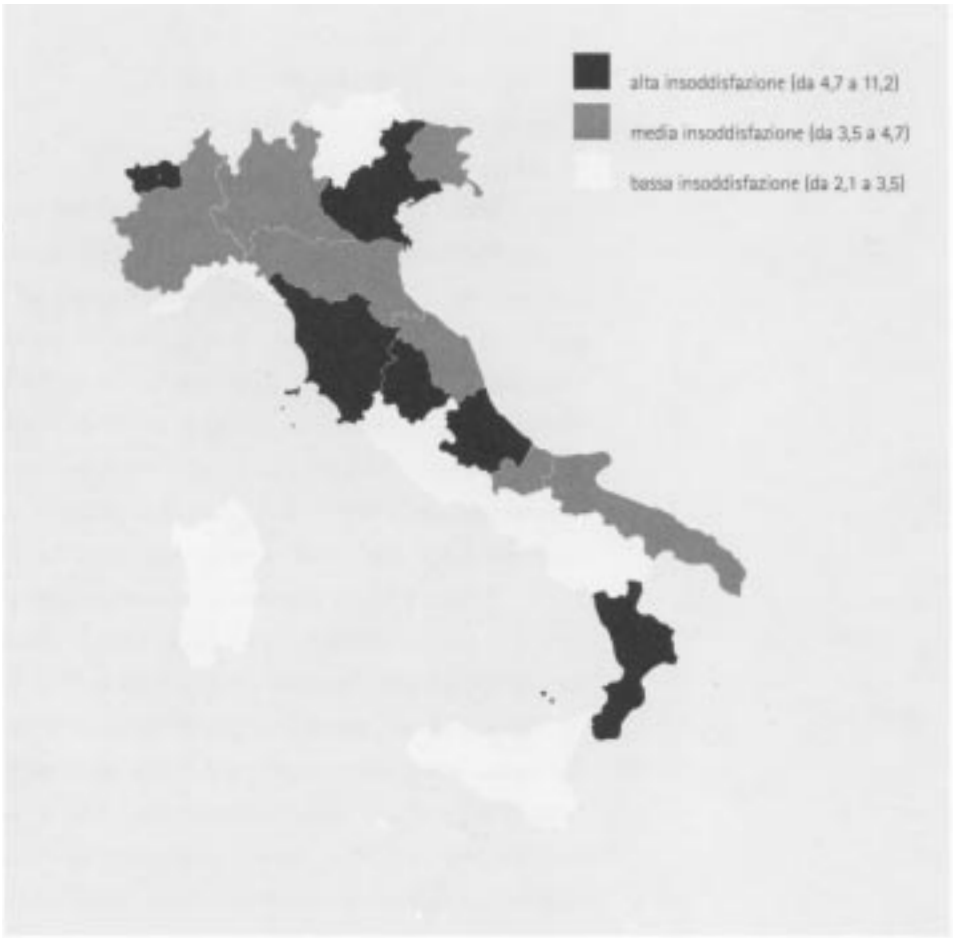
TAV. 3.23 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	94,8	4,1
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,7	3,2
FREQUENZA DI LETTURA	85,9	13,0
COMPRENSIBILITÀ DELLA BOLLETTA	79,9	19,0
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	79,7	18,7

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

La percentuale di utenti complessivamente insoddisfatti del servizio gas è del 4,1 per cento; diversamente dal servizio elettrico, la quota di insoddisfatti non registra una precisa distribuzione tra nord e sud, e inoltre alcuni dati di insoddisfazione sono concentrati in regioni a bassissima metanizzazione come la Valle d'Aosta (21,3 per cento di famiglie allacciate) e la Calabria (29,4 per cento di famiglie allacciate) (Fig. 3.5).

FIG. 3.5 INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI DEL SERVIZIO GAS



L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio mostra l'esistenza di aree di miglioramento; i fattori di qualità esaminati sono:

- sbalzi di pressione;
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della "bolletta";
- informazioni sul servizio.

Dalla Tav. 3.23 emerge che anche per il servizio gas le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sui fattori commerciali della qualità del servizio (lettura, bollette e informazioni), mentre gli intervistati dimostrano un elevato grado di soddisfazione per gli aspetti tecnici della qualità. In particolare, l'insoddisfazione per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio toccano livelli di insoddisfazione abbastanza elevati (rispettivamente 19,0 per cento e 18,7 per cento). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio gas pari al 2,0 per cento in relazione alle informazioni.

Infine è stata esaminata la percezione degli utenti sulla sicurezza del servizio, sia per quanto riguarda il servizio fornito dall'azienda di distribuzione sia per quanto riguarda gli impianti interni che sono di responsabilità degli utenti. Anche gli utenti del gas distribuito a mezzo rete percepiscono il servizio come complessivamente sicuro (il 95,7 per cento degli utenti si dichiara "molto sicuro" o "abbastanza sicuro" per il servizio fornito dall'azienda di distribuzione e il 95,8 per cento esprime la stessa dichiarazione per il livello di sicurezza degli impianti interni (Tav. 3.24).

TAV. 3.24 **PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS**

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	95,7	3,0
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNI ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,8	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

Nel periodo tra l'aprile 2000 e l'aprile 2001 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sull'attuazione della riforma tariffaria e sugli adempimenti connessi con l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 19 marzo 1999, n. 79 sulla liberalizzazione del mercato elettrico.

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la delibera 29 dicembre 1999, n. 204. Sulla base delle disposizioni contenute nella delibera, l'Autorità ha provveduto a rendere noti i risultati del processo di valutazione delle opzioni tariffarie presentate dagli esercenti per il secondo semestre dell'anno 2000 e per l'anno 2001, predisponendo anche un regime tariffario integrativo da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali non erano in vigore opzioni tariffarie base.

Il nuovo ordinamento tariffario, introdotto con la delibera n. 204/99, ha previsto l'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Per l'anno 2001 l'Autorità ha pertanto aggiornato, in base al metodo del *price-cap*, i parametri del vincolo V1 e quelli della tariffa unica per l'utenza domestica D1 che, in base a quanto previsto dal nuovo ordinamento tariffario, entrerà in vigore nell'anno 2003. Sono stati altresì aggiornate le componenti delle tariffe D2 e D3 per l'utenza domestica in modo tale da farle convergere gradualmente verso la tariffa unica D1 e il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Sempre in materia tariffaria, nel corso dell'anno passato l'Autorità ha adottato provvedimenti orientati a correggere alcune disposizioni contenute in precedenti delibere e rese incompatibili con il nuovo ordinamento tariffario in seguito al progredire del processo di liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica prevista dal dlgs. n. 79/99, tra cui la soppressione, a partire dal 1° gennaio 2001, dei contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia e la parte B della tariffa, entrambi previsti dalla delibera 26 giugno 1997, n. 70. È stato inoltre determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte previsto dal dlgs. n. 79/99, tenuto conto dell'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 26 gennaio 2000. Al fine di assicurare la copertura degli oneri generali affe-

renti al sistema elettrico relativi al meccanismo di reintegrazione di cui al decreto 26 gennaio 2000, con il medesimo provvedimento è stata istituita una ulteriore componente tariffaria a carico dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato.

È stata modificata la tariffa di vettoriamento dell'energia elettrica definita dalla delibera n. 13/99 e sono stati aggiornati i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento per l'anno 2001.

Proseguendo il lavoro avviato negli anni precedenti, sono stati diffusi due documenti per la consultazione in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Nei documenti l'Autorità ha previsto l'introduzione di sistemi di perequazione finalizzati a compensare eventuali differenze: nei ricavi ottenuti dai distributori da forniture ai clienti domestici; nei ricavi ottenuti dai distributori da regimi tariffari; nei costi per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi; nei costi per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione. Sono state proposte diverse modalità di partecipazione per i diversi sistemi di perequazione. Per l'anno 2000, si è ritenuto opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti.

Sempre in materia tariffaria, nel corso dell'anno 2000 la disciplina di integrazione tariffaria prevista per le cosiddette imprese elettriche minori è stata oggetto di alcuni aggiustamenti.

Sono state definite le modalità per l'ammissione alla reintegrazione della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica di cui all'art. 2, comma 1, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000 (i cosiddetti *stranded cost*), provvedendo a individuare i dati e le informazioni che i soggetti interessati devono trasmettere all'Autorità ai fini della determinazione dei parametri di cui all'art. 5, comma 1, del provvedimento ministeriale. È stata determinata la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero nell'anno 2000 e sono state definite le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione realizzata dalle imprese produttrici-distributrici negli anni dal 2001 al 2006 provvedendo, nel contempo, a stabilire le modalità attraverso le quali avviene la compensazione della maggiore valorizzazione.

Allo scopo di chiarire e semplificare la procedura per il riconoscimento degli *stranded cost* e di rendere certo l'onere per i consumatori, nell'aprile 2001 l'Autorità ha inviato al Governo una proposta con la quale ha sollecitato il chiarimento delle modalità di applicazione del decreto 26 gennaio 2000 in caso di cessione di impianti e ha chiesto che, indipendentemente dal metodo che

sarà utilizzato per il calcolo degli *stranded cost*, l'onere per i consumatori non risulti superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

In materia di scambi commerciali con l'estero, nell'agosto 2000 l'Autorità ha provveduto a individuare le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. La delibera prevedeva l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 attraverso meccanismi di mercato. A seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore, l'Autorità ha successivamente approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 sulla base di un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere.

La disciplina dell'attività di vettoriamento è stata completata attraverso l'adozione di vari provvedimenti tra cui: l'approvazione di un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento; la definizione delle regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento; l'adozione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura nei punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina; l'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto.

In materia di disciplina del mercato elettrico l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento contenente le proprie osservazioni e proposte sull'organizzazione della borsa dell'elettricità ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99. Le proposte riguardano modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato. Il modello organizzativo proposto si basa su un'asta non discriminatoria e suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, qualora opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Sono state disciplinate le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ed è stato definito un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi, unitamente a un

quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha espresso parere positivo al documento "Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs. n. 79/99", come predisposto dal Gestore del mercato, richiedendo al contempo alcune integrazioni e correzioni.

Per quanto riguarda infine l'attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha provveduto a definire le modalità di finanziamento dell'organismo per l'esercizio 2001; ha approvato, con alcune modifiche, le regole tecniche di concessione adottate dal Gestore ai sensi del dlgs. n. 79/99 e sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con precedente delibera del marzo dello stesso anno; ha emanato una direttiva al Gestore per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio.

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre 2000 e per l'anno 2001

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la delibera 29 dicembre 1999, n. 204. In considerazione degli importanti elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario, la stessa delibera n. 204/99 ha previsto un regime tariffario transitorio per i primi sei mesi dell'anno 2000, nel corso del quale modulare il passaggio al nuovo sistema. In particolare, fino al 30 giugno 2000, gli esercenti hanno applicato a ciascun cliente la tariffa applicabile allo stesso cliente al 31 dicembre 1999, modificata secondo quanto previsto dall'art. 18, comma 18.2, della delibera n. 204/99 e dall'articolo 3 della delibera n. 4/00.

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre dell'anno 2000

A partire dal 1° luglio, la delibera n. 204/99 ha previsto che cessasse l'offerta delle tariffe in vigore fino al 30 giugno 2000 e che iniziasse l'offerta di opzioni tariffarie base[1] presentate dagli esercenti e approvate dall'Autorità. In particolare, nel secondo semestre 2000, la delibera n. 204/99 ha previsto l'obbligo per gli esercenti di offrire almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza a eccezione di quella domestica alimentata in bassa tensione, per la quale è stato previsto un regime di maggior tutela[2]. Il termine per la presentazione delle opzioni tariffarie base da applicare nel secondo semestre dell'anno 2000 era stato fissato al 31 marzo dello stesso anno dalla delibera n. 204/99. Tuttavia, a fronte della richiesta di numerosi esercenti di un ulteriore periodo di tempo per l'analisi delle disposizioni contenute nella delibera n. 204/99, con delibera 17 aprile 2000, n. 69, l'Autorità ha disposto una proroga del termine al 30 aprile 2000.

---

1 Un'opzione tariffaria è composta da un insieme di corrispettivi unitari che determinano l'esborso a carico dell'utente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica, al netto degli oneri fiscali, e che consentono all'impresa distributrice la copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità per il servizio di fornitura dell'elettricità a quell'utente. I corrispettivi di cui si compone l'opzione tariffaria vengono determinati in parte dall'impresa esercente nel rispetto delle regole e dei vincoli stabiliti dall'Autorità e, in parte, direttamente dall'Autorità.

2 Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale* 1999.

La valutazione delle opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il 30 aprile 2000 è stata effettuata dagli uffici dell'Autorità con riferimento al sistema di vincoli e di criteri definito dalla delibera n. 204/99. In particolare è stata controllata:

- l'offerta di almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza servita dall'esercente;
- la compatibilità di ogni opzione tariffaria base con il vincolo V2 di cui all'art. 8, commi 8.2 e 8.3 della delibera n. 204/99, rispettivamente per le opzioni non multiorarie e per quelle multiorarie, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata da un cliente; tale vincolo definisce un tetto all'esborso massimo annuale per cliente appartenente a ogni singola tipologia di utenza diversa da quella domestica;
- l'inclusione, in ogni opzione tariffaria base, di corrispettivi unicamente riferiti alle caratteristiche della fornitura;
- l'assenza di elementi di carattere discriminatorio nell'offerta di ogni singola opzione a tutti i clienti appartenenti a una stessa tipologia;
- la coerenza con le nozioni di potenza impegnata, potenza disponibile e fasce orarie stabilite dalla delibera n. 204/99;
- l'inclusione in ogni opzione delle componenti e dei parametri stabiliti direttamente dall'Autorità (componenti di gradualità, componenti a copertura degli oneri generali di sistema, parametri a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso).

L'analisi delle opzioni presentate ha indicato che un elevato numero di esercenti non avevano adempiuto, con riferimento ad almeno una tipologia di utenza, alle disposizioni della delibera n. 204/99. Poiché, ai sensi della medesima delibera, a decorrere dal 1° luglio 2000 sarebbe cessata l'offerta delle tariffe applicate fino al 30 giugno 2000, tale esito avrebbe determinato una situazione di carenza della disciplina tariffaria per il secondo semestre dell'anno 2000 per i clienti del mercato vincolato appartenenti alle tipologie di utenza diverse dagli utenti domestici alimentati in bassa tensione. Con la delibera 22 giugno 2000, n. 112, l'Autorità ha pertanto provveduto, oltre ad approvare le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti e conformi alla disciplina stabilita dalla delibera n. 204/99, a concedere un ulteriore lasso di tempo ai fini della definizione e della presentazione di proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000 da parte di quegli esercenti le cui proposte erano state in tutto o in parte respinte, ovvero che entro la scadenza del 30 aprile 2000 non avevano presentato proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000. Il nuovo termine è stato fissato al 15 luglio 2000. La delibera n.112/00 ha altresì predisposto un regime tariffario integrativo per il periodo 1 luglio 2000 - 31 dicembre 2000 da applicarsi ai soggetti eser-

centi per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 1° luglio 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base. In considerazione dei numerosi elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario sia per gli esercenti sia per l'utenza elettrica, la delibera ha anche previsto, a carico dei primi, obblighi di pubblicazione delle opzioni approvate attraverso idonei mezzi di informazione ed entro termini prestabiliti.

Le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il termine del 15 luglio ai sensi della delibera n. 112/00 sono state valutate dagli uffici dell'Autorità che ha provveduto a comunicare gli esiti della valutazione con la delibera 3 agosto 2000, n. 141, con la quale sono stati anche corretti alcuni errori materiali contenuti nella delibera n. 112/00.

Nel complesso, con le delibere n. 112/00 e n.141/00 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 171 esercenti; di questi, 13 hanno avuto una o più opzioni rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99. Venticinque esercenti non hanno presentato opzioni.

Le opzioni tariffarie per l'anno 2001

Conformemente a quanto disposto dalla delibera n. 204/99, entro il 30 settembre 2000 gli esercenti hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali o ulteriori da applicarsi all'utenza a partire dal 1° gennaio 2001[3]. Con la delibera del 28 dicembre 2000, n. 243 l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione di tali opzioni in merito alle proposte approvate e a quelle respinte perché non conformi ai criteri stabiliti dalla delibera n. 204/99. La delibera ha altresì previsto un regime tariffario transitorio per il periodo 1° gennaio 2001 – 31 dicembre 2001, da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 31 dicembre 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base[4].

---

3 Nell'ordinamento tariffario introdotto dalla delibera n. 204/99 gli esercenti hanno la facoltà di offrire ai propri clienti, oltre alle opzioni tariffarie base (è obbligatorio offrirne almeno una per tipologia di utenza servita) anche le opzioni speciali o ulteriori. Queste ultime non sono soggette al vincolo V2 e possono essere disegnate dall'esercente per soddisfare particolari esigenze dell'utenza. Si veda in proposito anche la *Relazione Annuale* 1999.

4 Si tratta delle tipologie di utenza per le quali gli esercenti non avevano presentato opzioni tariffarie base per l'anno 2001 entro i termini stabiliti dalla delibera n. 204/99 o le avevano presentate ma esse erano risultate non conformi ai criteri stabiliti dalla medesima delibera.

Alcune modificazioni e integrazioni alla delibera n. 243/00 sono state predisposte dall'Autorità con delibera 14 febbraio 2001, n. 22. Nel complesso, con le delibere n. 243/00 e n. 22/01 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 169 esercenti; di questi, dieci hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99; un esercente ha avuto una opzione ulteriore rigettata. Ventuno esercenti non hanno presentato opzioni per l'anno 2001.

Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato

I riferimenti normativi

Il sistema di criteri e di vincoli che la delibera n. 204/99 impone agli esercenti di rispettare nell'offerta di opzioni tariffarie ai clienti del mercato vincolato include, tra l'altro, un tetto ai ricavi massimi ammessi su base annuale per singola tipologia di utenza (vincolo V1). Al termine di ogni anno l'Autorità controlla che, per ogni tipologia di utenza servita da ciascun esercente, gli introiti complessivi derivanti dalle vendite ai clienti di quella tipologia non siano risultati superiori a quelli che l'esercente avrebbe registrato applicando una tariffa definita con riferimento al vincolo V1 e denominata TV1.

Per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione la delibera n. 204/99 ha previsto un regime di maggior tutela, attraverso la definizione di tariffe che gli esercenti devono obbligatoriamente offrire ai propri clienti. Tali tariffe sono state denominate:

- tariffa D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- tariffa D3 applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- tariffa D1, unica per l'utenza domestica, che entrerà in vigore a partire dal 2003.

In base alla delibera n. 204/99, dall'inizio del nuovo ordinamento tariffario e fino al 1° gennaio 2003 le tariffe D2 e D3 saranno periodicamente aggiornate in modo tale da convergere gradualmente verso la tariffa unica D1[5].

5 Anche in questo caso si rimanda il lettore interessato a un maggiore approfondimento alla *Relazione Annuale* 1999.

Secondo quanto previsto dalla delibera n. 204/99, i valori delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie TV1 e della tariffa D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, sono aggiornati dall'Autorità entro la fine del mese di giugno dell'anno precedente quello di applicazione in base al metodo del *price-cap*. In particolare, e in conformità con quanto stabilito dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, la delibera stabilisce che il valore di ciascuna componente o elemento venga aggiornato applicando al valore della stessa componente o elemento nell'anno precedente:

- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, stabilito pari al 4 per cento nel primo periodo regolatorio (2001-2003);
- una variazione collegata a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- una variazione collegata a costi riconosciuti relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- una variazione collegata ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, stabilito per gli elementi e per le componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione.

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle componenti delle tariffe D2 e D3, la delibera n. 204/99 stabilisce che le componenti siano aggiornate in modo che:

- la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 1998, derivanti dall'applicazione della tariffa D1 e della tariffa D2 alle forniture in bassa tensione per usi domestici con potenza impegnata fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica del cliente, si riduca, in ciascuno degli anni 2001 e 2002, di un valore pari al 30 per cento della analoga differenza derivante dall'applicazione delle tariffe D1 e D2 in vigore nell'anno 2000;
- la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 1998, derivanti dall'applicazione della tariffa D3 e della tariffa D1 alle forniture in bassa tensione per usi domestici diverse da quelle con potenza impegnata fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica del cliente, si riduca, in ciascuno degli anni 2001 e 2002, di un valore pari al 30 per cento della stessa differenza calcolata applicando le tariffe D3 e D1 in vigore nell'anno 2000.

L'aggiornamento dei parametri del vincolo V1 e della tariffa D1

Con la delibera 19 luglio 2000, n.123, l'Autorità ha provveduto a effettuare tali aggiornamenti. Il tasso d'inflazione è stato calcolato da giugno 1999 a maggio 2000, ed è risultato pari al 2,1 per cento. Ai miglioramenti di qualità del servizio elettrico l'Autorità ha destinato una quota dello 0,7 per cento, finalizzato alla costituzione di un fondo incentivante (circa 50 miliardi di lire). I costi riconosciuti cui si applica il *price cap* corrispondono a circa un quarto della tariffa complessiva, su cui incidono anche i costi di produzione e del combustibile oltre agli oneri di sistema (nucleare, fonti rinnovabili, spese per la ricerca). La riduzione dei costi riconosciuti per le attività di trasmissione, distribuzione e vendita decisa dall'Autorità è risultata pari all'1,4 per cento, corrispondente a una riduzione reale per i consumatori su tutta la tariffa pari al 0,35 per cento, ipotizzando costi di combustibile uguali a quelli in vigore al momento in cui è stato effettuato l'aggiornamento.

L'aggiornamento delle tariffe D2 e D3

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle componenti delle tariffe D2 e D3, date le incertezze circa la concreta possibilità di avviare entro l'anno 2000 i nuovi meccanismi di protezione dei clienti in stato di disagio economico prospettati nel documento di consultazione *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati* del 27 novembre 1999, l'Autorità ha condotto la manovra di riallineamento alla tariffa D1 in modo tale da preservare per quanto possibile l'attuale impianto di tutela, basato sui profili di consumo di energia elettrica.

L'aggiornamento del corrispettivo per il trasporto

Con la delibera n. 123/00 l'Autorità ha anche provveduto all'aggiornamento per l'anno 2001 del livello del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, fissato nella delibera 29 dicembre 1999, n. 205 e all'istituzione del conto Oneri per recuperi di qualità del servizio presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico. Questo conto permette i versamenti e i prelievi in relazione rispettivamente ai riconoscimenti di costo e alle penalità previste dalla delibera 28 dicembre 1999, n. 202.

L'abolizione della parte B

A seguito della liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica prevista dal dlgs. n. 79/99 e del nuovo regime tariffario introdotto dall'Autorità, alcune previsioni contenute in precedenti delibere sono risultate incompatibili con il nuovo ordinamento tariffario, ovvero non più attuali. Tra queste figura il regime di contributi alle imprese produttrici-distributrici previ-

sto dall'art. 6 della delibera 26 giugno 1997, n. 70. Tale regime operava una differenziazione dei contributi stessi in funzione del tipo di impianto utilizzato per la produzione di energia elettrica e della quantità di energia elettrica prodotta rispetto ai livelli degli anni precedenti e non risulta quindi più compatibile con la liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica. In considerazione di ciò, con la delibera 20 dicembre 2000, n. 230 l'Autorità ha soppresso, a partire dal 1° gennaio 2001, i contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia e la parte B della tariffa. La delibera ha altresì disposto che, fino a quella data, il Conto costi energia continuasse a operare esclusivamente per l'erogazione dei contributi a favore delle imprese produttrici-distributrici e per la contabilizzazione del gettito della parte B della tariffa relativamente all'energia elettrica prodotta o importata ed erogata ai clienti finali fino al 31 dicembre 2000. Ogni residua competenza del Conto costi energia successivamente alla data del 31 dicembre 2001 dovrà essere trasferita al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, costituito con la delibera n. 70/97. Con l'inizio dell'anno 2001 tutti i costi di generazione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato sono pertanto coperti attraverso una specifica componente tariffaria per l'utenza domestica e dai corrispettivi previsti dalle opzioni tariffarie definite dagli esercenti e diversi dalla parte B della tariffa per le altre tipologie di utenza.

In conseguenza dell'abolizione della parte B della tariffa, la delibera n. 230/00 ha anche:

- ridefinito il parametro di riferimento per la determinazione del prezzo di cessione in ore vuote delle cosiddette "eccedenze" di energia elettrica[6] precedentemente definito dalla delibera 28 ottobre 1997, n. 108, in modo da assicurare prezzi di cessione in ore vuote comparabili con i prezzi riconosciuti in assenza della soppressione della parte B;
- introdotto disposizioni finalizzate a garantire alle forniture alle quali in data 31 dicembre 1999 si applicavano aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela, condizioni tariffarie equivalenti a quelle che si sarebbero applicate in assenza della soppressione della parte B;
- introdotto disposizioni finalizzate a garantire il mantenimento, per le forniture in bassa tensione per usi domestici, di un'articolazione della componente delle tariffe D2 e D3 a copertura dei costi variabili di generazione analoga a quella prevista dall'articolazione della parte B della tariffa;

6 Di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

- eliminato le condizioni tariffarie speciali (con riferimento alla parte B della tariffa) che venivano in precedenza riconosciute all'energia elettrica che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali (la cui soppressione fa venire meno i presupposti per il mantenimento di tali condizioni tariffarie speciali).

La determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato da parte dell'Autorità risulta necessaria fino all'effettivo avvio del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. 79/99 e deve essere tale da garantire, stante il quadro normativo vigente, la copertura dei costi riconosciuti relativi all'attività di generazione. D'altro canto, la fissazione di prezzi pari ai costi riconosciuti può dare luogo a prezzi che si discostano da quelli che si determinerebbero in un sistema delle offerte efficienti in un mercato concorrenziale. Nel nuovo contesto normativo, con l'operatività di un sistema di salvaguardia per le imprese produttrici-distributrici previsto dal meccanismo per la reintegrazione alle medesime imprese della quota non recuperabile - a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica - dei costi sostenuti per l'attività di generazione stabilito dal decreto 26 gennaio 2000, il livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso può essere determinato in modo tale da avvicinare tale prezzo a quello che sarebbe prevalente in un mercato concorrenziale. Tale sentiero di avvicinamento risulta coerente con il ruolo che assumerà l'Autorità dopo l'entrata in operatività del sistema delle offerte, in cui dovrà fissare un prezzo di riferimento, pari a un livello di prezzo limite al di sopra del quale si possa ritenere che vi sia esercizio di potere di mercato nel settore della generazione.

Con la delibera 28 dicembre 2000, n. 238, l'Autorità ha determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte, tenuto conto dell'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto 26 gennaio 2000. Il provvedimento determina il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso individuando livelli di prezzi che, pur mantenendo una articolazione nei diversi periodi di tempo analoga a quella in vigore nel 1999, si avvicinino ai costi di produzione di un operatore con un parco di produzione efficiente, quali sarebbero i livelli di prezzo prevalenti in un mercato concorrenziale. La determinazione di un nuovo livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ha un duplice effetto per i corrispettivi pagati dall'utenza finale. Da un lato, infatti, la variazione del prezzo dell'energia comporta una variazione della componente tariffaria del vincolo V2 e delle tariffe D1, D2 e D3 a copertura dei costi di generazione. Dall'altro, la garanzia della copertura dei costi riconosciuti dell'attività di generazione attraverso il meccanismo pre-

visto dal decreto 26 gennaio 2000 comporta la necessità di istituire un'apposita componente tariffaria ai fini della reintegrazione alle imprese di tali costi. Di conseguenza, con il medesimo provvedimento, l'Autorità:

- ha determinato la componente del vincolo V2 e della tariffa D1 a copertura dei costi di generazione (parametro PG) per l'anno 2001;
- ha aggiornato le componenti tariffarie della tariffa D2 e D3 per le forniture in bassa tensione per usi domestici a copertura dei costi fissi di generazione;
- ha istituito un'ulteriore componente tariffaria A6, a carico dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato, al fine di assicurare la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico relativi al meccanismo di reintegrazione di cui al decreto 26 gennaio 2000;
- ha istituito il "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione" presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, per la gestione del gettito della componente tariffaria A6.

Aggiornamento dei corrispettivi delle tariffe di vettoriamento e trasporto

Al fine di integrare le conseguenze di alcuni provvedimenti regolatori relativi alla definizione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale e alla ridefinizione delle maggiorazioni riconosciute in tariffa dalla delibera n. 204/99 e successive, con la delibera 15 giugno 2000, n.108 è stata modificata la tariffa di vettoriamento,

A seguito della determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, alcune strutture di rete precedentemente assegnate all'attività di generazione sono state attribuite alla rete di trasmissione, causando un aggravio dei costi. Conseguentemente, la delibera n. 108/00 ha modificato l'entità dei corrispettivi di potenza e di uso della rete rispetto a quelli stabiliti dalla delibera n. 13/99.

Secondo la delibera n. 13/99, inoltre, nella tariffa di vettoriamento venivano incluse due maggiorazioni: una a copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (componente A2) e una a copertura dei costi connessi alla promozione delle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3). Tali maggiorazioni venivano applicate in parte ai kWh consumati e in parte alla potenza mensile impegnata. A seguito della riforma dell'ordinamento tariffario per i clienti del mercato vincolato, introdotta con la delibera n. 204/99 e successive, sono stati posti a carico dell'u-

tenza vincolata una serie di oneri generali che comprendevano oltre alle componenti A2 e A3 anche una componente A4 a copertura dei costi connessi ai regimi tariffari speciali e una componente A5 a copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico. Inoltre la delibera n. 204/99 ha definito un criterio di recupero di queste maggiorazioni legato in parte ai consumi e in parte a un fisso annuo. Per evitare discriminazioni tra utenti del mercato vincolato e utenti del mercato libero nelle condizioni di accesso e uso delle reti di trasmissione e di distribuzione, con la delibera n.108/00 l'Autorità ha pertanto adeguato i corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete, applicando ad essi le maggiorazioni A2, A3, A4 e A5 nella misura indicata nella delibera n. 204/99 e successive modificazioni. Inoltre, dal momento che la struttura delle componenti tariffarie A risultava penalizzante per i clienti con ridotti consumi di energia elettrica, per effetto del pagamento di corrispettivi unitari espressi in lire/cliente per anno in aggiunta ai corrispettivi unitari espressi in lire/kWh, è stato previsto che alle forniture con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW venissero applicate, con riferimento alle componenti tariffarie A2, A3 e A5, solo aliquote espresse in lire/kWh pari a quelle previste per le forniture in bassa tensione per usi domestici.

La delibera n. 108/00 ha anche stabilito che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico a carico dei clienti finali che svolgono attività ad alto consumo di energia fosse definita in misura decrescente applicando una riduzione del 40 per cento dell'aliquota espressa in lire/kWh per i consumi eccedenti 8 GWh/mese, tenendo conto dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa vigente. Tale riduzione è stata applicata anche ai clienti finali caratterizzati dai medesimi livelli di consumo e appartenenti al mercato vincolato. È stato, inoltre, previsto che le componenti tariffarie A e UC e le maggiorazioni non si applicassero all'energia elettrica consumata dai soggetti giuridici che svolgono le attività di trasmissione e dispacciamento, distribuzione e vendita ai clienti del mercato vincolato.

La delibera n. 108/00 è stata modificata e integrata a seguito dell'adozione della delibera 4 ottobre 2000, n. 180. Con tale provvedimento, in considerazione del fatto che i rapidi e significativi aumenti dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi si riflettono in significativi aumenti delle tariffe dell'energia elettrica e, in particolare, della quota delle tariffe destinata alla copertura dei costi variabili di generazione, l'Autorità ha ritenuto necessario esonerare dal pagamento delle componenti tariffarie A, per la quota riferita all'aliquota espressa in lire/kWh, l'energia elettrica consumata in eccesso agli 8 GWh mensili da clienti appartenenti alle tipologie di utenza diverse da quelle in bassa tensione.

Con la delibera 28 dicembre 2000, n. 239, l'Autorità ha aggiornato i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento per l'anno 2001, con l'obiettivo di renderli coerenti con i parametri dei vincoli tariffari intesi a copertura dei costi del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, nonché con le componenti dei corrispettivi di cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato relative al trasporto dell'energia elettrica (precedentemente aggiornati con delibera n. 123/00). Nell'aggiornamento l'Autorità ha utilizzato i medesimi criteri applicati per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione per i clienti del mercato vincolato, definiti dalla delibera n. 123/00. È stato, inoltre, previsto che anche i corrispettivi per il servizio di vettoriamento sulle reti di media e di bassa tensione venissero versati sul conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio", istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi dell'art. 4, comma 4.1, della delibera n. 123/00.

Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 individua, all'art. 2, comma 1; gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e tra questi:

- la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica in attuazione della direttiva 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (art. 2, comma 1, lettera a);
- la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici (art. 2, comma 1, lettera b).

Gli *stranded cost*

Con delibera 26 luglio 2000, n. 131, l'Autorità ha definito le modalità per l'ammissione alla reintegrazione della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica di cui all'art. 2, comma 1, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000 (i cosiddetti *stranded cost*), provvedendo a individuare i dati e le informazioni che i soggetti interessati devono trasmettere all'Autorità

ai fini della determinazione dei parametri di cui all'art. 5, comma 1, del medesimo decreto.

In data 3 agosto 2000 l'Autorità ha diffuso una *Nota informativa sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico* che reca il sottotitolo *Criteri per la determinazione dei parametri di cui all'art. 5, commi 1 e 9, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000*. Nella delibera vengono enunciati i criteri che l'Autorità intende seguire al fine di:

- determinare i parametri di cui all'art. 5, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, atti a consentire la quantificazione dei costi non recuperabili relativi all'attività di generazione di energia elettrica, secondo quanto previsto dall'art. 5, comma 3, del medesimo decreto;
- determinare la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, da recuperare ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto 26 gennaio 2000;
- determinare le modalità di calcolo del livello dei costi non recuperabili in caso di cessione degli impianti.

Le modalità di calcolo dei costi non recuperabili previste dal decreto 26 gennaio 2000 presentano seri problemi applicativi nel caso di cessione di impianti, come nel caso delle Genco S.p.A. i cui impianti sono gravati da *stranded cost*. Nella nota informativa l'Autorità ha proposto una quantificazione degli *stranded cost* in unica soluzione, da riconoscere in via definitiva al momento della cessione degli impianti a un diverso soggetto. Tale metodo offre il vantaggio di far decidere al mercato la reale esistenza di *stranded cost*, che si manifestano solo nel caso in cui gli impianti vengano pagati meno di quanto sono costati al venditore. Inoltre, a giudizio dell'Autorità, tale soluzione "forfettizzata" garantisce certezza e trasparenza al riconoscimento dei diritti e degli oneri che si trasferiscono agli acquirenti degli impianti e al costo per i consumatori. I ministeri del tesoro e dell'industria hanno manifestato la preferenza, nel caso di cessione degli impianti, per un riconoscimento degli *stranded cost* "rateizzato" con consuntivi a fine anno per sette anni. Con il metodo suggerito dai ministeri, l'ammontare di *stranded cost* ricevuto in ciascun anno dai soggetti che acquistano gli impianti verrebbe a dipendere non solo dalla loro produzione effettiva ma anche dalla generazione di energia di impianti ancora di proprietà del venditore, oltre che di quella degli impianti degli altri acquirenti. Di qui il rischio di comportamenti collusivi, derivante dal fatto che tutti i soggetti proprietari degli impianti coperti da *stranded cost* avrebbero interesse a tenere più alto il livello degli *stranded cost* che gravano sui consumatori.

La rendita idroelettrica

Ai fini dell'applicazione dell'art. 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 20 dicembre 2000, n. 231, e la delibera 20 dicembre 2000, n. 232, recanti la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici rispettivamente per l'anno 2000 e per gli anni dal 2001 al 2006. Con tali provvedimenti l'Autorità ha definito le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese che, alla stessa data, svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita. Tale maggiore valorizzazione deriva dalla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica come disposto dal dlgs. n. 79/99. In assenza di liberalizzazione, la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici delle imprese produttrici-distributrici sarebbe infatti stata pari a una componente di prezzo a copertura dei soli costi fissi di produzione, non essendo riconosciuti a tali impianti contributi a copertura dei costi di combustibile. Di conseguenza, come previsto dal decreto 26 gennaio 2000, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti idroelettrici non di pompaggio e geotermoelettrici di potenza nominale superiore a 3 MW e che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici è soggetta a una maggiorazione del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei servizi dinamici. La maggiorazione non si applica all'energia elettrica incentivata ai sensi del CIP6.

La delibera n. 231/00 prende in considerazione il fatto che nell'anno 2000 la parte B della tariffa elettrica non è stata soppressa, ed è stato mantenuto in operatività il regime di contribuzione alla produzione di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato da parte delle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97. Il mantenimento di tale regime di contribuzione non ha dato luogo a una maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato vincolato. D'altro lato, la produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero ha subito una maggiore valorizzazione, anche se di entità inferiore rispetto a quella prevista per l'anno 2000 dal decreto 26 gennaio 2000, pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'art. 6, comma 6.5, della delibera n. 70/97. La delibera n. 231/00 ha determinato la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero, tenendo conto degli effetti sulla valorizza-

zione dell'energia elettrica ceduta nel mercato libero del mantenimento del regime di contribuzione di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97.

Con la successiva delibera n. 232/00 l'Autorità ha definito le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione realizzata dalle imprese produttrici-distributrici negli anni dal 2001 al 2006. A partire dal 1° gennaio 2001 è stata soppressa la parte B della tariffa e il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta sul mercato nazionale comprende, sia per l'energia destinata ai clienti del mercato vincolato sia per l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero, una componente a copertura dei costi di combustibile. La maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici è stata determinata in modo tale da riconoscere alla produzione di energia elettrica di tali impianti una valorizzazione almeno pari a quella che avrebbero ottenuto in assenza di liberalizzazione.

La delibera n. 231/00 e la delibera n. 232/00 stabiliscono, inoltre, che la compensazione della maggiore valorizzazione avvenga mediante una maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale e che il gettito di tale maggiorazione finanzi il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione. Le disponibilità che risultino in eccesso rispetto al fabbisogno di tale conto saranno trasferite a finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Procedure per il riconoscimento degli *stranded cost*

In data 5 aprile 2001 l'Autorità, ha inviato al Governo una proposta per l'emanazione di un decreto ministeriale, secondo la procedura prevista dal dlgs. 79/99. La proposta dell'Autorità (delibera 22 marzo 2001, n. 67, recante *Proposta urgente al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79*) si propone di chiarire e semplificare la procedura per il riconoscimento degli *stranded cost* e di rendere certo l'onere per i consumatori. Con la sua proposta per un nuovo decreto l'Autorità sollecita il Governo a chiarire definitivamente come applicare il decreto 26 gennaio 2000 in caso di cessione di impianti e chiede che, indipendentemente dal metodo che sarà utilizzato per il calcolo degli *stranded cost*, l'onere per i consumatori non sia superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001 ha integrato il decreto 26 gennaio 2000 stabilendo, tra l'altro, l'esclusione dal novero degli impianti di generazione ammessi alla rein-

tegrazione dei costi non recuperabili gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici da cui è recuperata la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda le modalità di calcolo dei costi non recuperabili nel caso di cessione degli impianti, il decreto 17 aprile 2001 stabilisce che:

- l'ammontare dei costi non recuperabili di ciascuna impresa proprietaria di impianti che originariamente erano nella titolarità dell'impresa produttrice-distributrice venga calcolato secondo lo stesso trattamento previsto per gli impianti non oggetto di cessione per ciascun anno di applicazione del meccanismo;
- l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili di tutte le imprese proprietarie di impianti originariamente nella titolarità dell'impresa produttrice-distributrice non può comunque essere superiore a quello che si sarebbe determinato qualora tali impianti non fossero stati ceduti.

Perequazione tariffaria

L'introduzione di sistemi perequativi si inserisce nel procedimento inteso a definire un nuovo ordinamento tariffario. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha emanato tre delibere: la delibera n. 70/97 in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato; la delibera n. 13/99 in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento e di alcuni servizi di rete; la delibera n. 204/99 in materia di regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

In materia di sistemi di perequazione, l'Autorità ha successivamente avviato un processo di consultazione con il documento *Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica*, pubblicato nel giugno 2000. In esito alla consultazione, in data 20 febbraio 2001 è stato pubblicato un nuovo documento *Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica* con la definizione dei metodi e delle tecniche che l'Autorità intende seguire per determinare gli ammontari di perequazione.

I sistemi di perequazione hanno la finalità di salvaguardare l'economicità e la redditività degli esercenti, tenuto conto dello stimolo all'efficienza e al miglioramento della qualità del servizio, in conformità con i principi generali indicati nell'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95. In assenza di perequazione, il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale e la differenziazione dei costi del servizio tra i diversi soggetti esercenti non imputabi-

le a scelte o a comportamenti delle imprese distributrici, ma dovuta a caratteristiche del territorio e della composizione dell'utenza servita, comporta per le imprese vantaggi o svantaggi per motivi indipendenti dalla loro capacità imprenditoriale, determinando per alcune costi del servizio superiori rispetto ai ricavi tariffari destinati alla loro copertura, mentre altre si troverebbero a beneficiare di ricavi maggiori ai costi. Analoghe considerazioni valgono per altri oneri a carico dei distributori e non imputabili a loro scelte o comportamenti.

Coerentemente con tali esigenze, con la delibera n.-204/99 l'Autorità ha introdotto un sistema di perequazione finalizzato a compensare eventuali differenze per i distributori tra i ricavi, al netto delle componenti tariffarie compensative, relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza. Con i documenti di consultazione l'Autorità ha proposto che venissero costituiti ulteriori sistemi perequativi, finalizzati a compensare eventuali differenze per i distributori:

- tra i costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi e i ricavi ammessi a copertura di tali costi;
- tra i costi diretti riconosciuti per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione e i costi medi nazionali riconosciuti per la medesima attività;
- tra i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato alle forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione la tariffa D1 e i ricavi ottenuti dall'applicazione alle medesime forniture delle tariffe D2 e D3 o della tariffa agevolata per i clienti in stato di disagio economico che l'Autorità prevede di introdurre prima della fine dell'anno.

L'Autorità ha inoltre proposto che la perequazione tra i costi per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa e media tensione, a esclusione dei costi relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, prenda come riferimento un'area geografica pari all'area servita da ciascun distributore, comunque non eccedente la provincia.

Ciascun sistema di perequazione proposto può comportare valori di perequazione a favore o a carico di ciascun distributore, che il distributore riceve o deve versare. Ciascun sistema di perequazione è gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico attraverso un apposito conto al quale affluiscono i versamenti a carico dei distributori e dal quale vengono erogati i versamenti a favore dei distributori. La gestione dei sistemi di perequazione da parte della CCSE prevede l'efficienza nei rapporti finanziari con i distributori, anche attraverso la compensazione delle posizioni di segno opposto in capo a un medesimo distributore relativamente ai diversi sistemi di perequazione.

L'Autorità intende prevedere ambiti soggettivi differenziati per l'applicazione dei diversi sistemi di perequazione. In particolare, secondo quanto proposto dall'Autorità:

- la partecipazione ai sistemi di perequazione dei costi di approvvigionamento dovrebbe trovare automatica applicazione per tutti i soggetti esercenti;
- la partecipazione al sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica dovrebbe essere obbligatoria per le sole imprese di più grande dimensione, lasciando nel contempo la facoltà di partecipazione alle altre imprese. La partecipazione al sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica potrebbe richiedere infatti la disponibilità di dati sia contabili sia tecnici disaggregati con un conseguente notevole onere amministrativo per l'impresa. Di conseguenza, coerentemente con le scelte operate in materia di separazione contabile e amministrativa, il sistema di perequazione dei costi di distribuzione dovrebbe trovare automatica applicazione per l'Enel Distribuzione S.p.A. e le altre imprese distributrici che cedono annualmente a terzi un quantitativo di energia elettrica uguale o superiore a 100 GWh;
- la partecipazione ai sistemi di perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici dovrebbe essere facoltativa per tutte le imprese esercenti.

Fanno eccezione a quanto sopra descritto le imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che l'Autorità propone siano temporaneamente escluse dall'ambito soggettivo di applicazione di tutti i sistemi di perequazione proposti, in attesa della definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri per la definizione delle integrazioni tariffarie spettanti a questi soggetti, nonché della proposta di regolamento delle piccole reti isolate formulata ai sensi dell'art. 7 del dlgs. n. 79/99.

Con riferimento al solo anno 2000, in considerazione dei tempi tecnici necessari per la definizione dei sistemi di perequazione che imporrà a ciascuna impresa di versare o ricevere dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza derivante dall'applicazione del sistema, l'Autorità ha ritenuto opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti. I sistemi di perequazione previsti dall'Autorità entreranno pertanto pienamente in vigore soltanto a partire dal 2001. Non potendo essere garantito nell'anno 2000 il pareggio, l'Autorità ha ritenuto che l'onere complessivo che può risultare per i clienti del mercato vincolato debba essere inferiore a 1 lira/kWh e finanziato attraverso la componente tariffaria UC1.

I sistemi di perequazione proposti dall'Autorità hanno natura transitoria, essendo strettamente legati alle caratteristiche del mercato dell'energia elettrica e all'attuale struttura tariffaria.

In una prospettiva di progressiva liberalizzazione del mercato elettrico e di estensione del novero dei clienti idonei e dei soggetti aventi diritto a tale qualifica, il sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica diminuirà di importanza al ridursi della dimensione del mercato vincolato. L'entrata in operatività dell'Acquirente unico dovrebbe portare al superamento del sistema che quindi dovrebbe presumibilmente operare con riferimento ai soli anni 2000 e 2001.

Il sistema di perequazione dei costi di distribuzione, invece, potrebbe rimanere operante anche una volta terminato il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e ciò dipenderà dalle caratteristiche del sistema dei prezzi di trasporto nelle reti di distribuzione. In ogni caso il sistema dovrà essere oggetto di verifica ed eventuale revisione in occasione della definizione della struttura tariffaria per il prossimo periodo di regolazione.

Il sistema di perequazione collegato all'offerta delle tariffe D2 e D3 all'utenza domestica, essendo legato a tariffe di transizione, cesserà di operare nel 2003, non appena l'ordinamento tariffario per l'utenza domestica sarà entrato a regime.

Applicazione della riforma tariffaria alle imprese elettriche minori

La disciplina di integrazione tariffaria prevista per le cosiddette imprese elettriche minori è stata oggetto, nel corso dell'anno 2000, di alcuni aggiustamenti.

Con la delibera 26 luglio 2000, n. 132, l'Autorità, in ottemperanza alle sentenze del TAR per la Lombardia n. 588, n. 589 e n. 590, depositate in data 5 febbraio 2000, ha modificato parzialmente i criteri di determinazione delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori. Muovendo dalla censura mossa dal TAR per la Lombardia, basata principalmente sul fatto che, nella determinazione dell'integrazione tariffaria da riconoscere alle imprese elettriche minori, non è stata riconosciuta una componente di costo relativa all'utile di impresa, che, va notato, costituisce il riflesso contabile della remunerazione delle modalità di finanziamento del patrimonio netto, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di una componente (di costo) destinata alla remunerazione del patrimonio netto dell'impresa. Per determinare il tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto l'Autorità ha introdotto una metodologia coerente con quella utilizzata per le altre determinazioni tariffarie. In particolare è previsto che il tasso di remunerazione del patrimonio netto sia determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Per le imprese elettriche minori è stato utilizzato un livello di rischio pari a quello assunto come riferimento medio per il settore elettrico italiano nell'ambito delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, corretto per ciascuna impresa al fine di tenere conto della diversa struttura finanziaria e della diversa incidenza degli oneri fiscali.

Con la delibera 4 ottobre 2000, n. 182, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di adeguamento automatico dell'acconto da corrispondere alle imprese minori a titolo di integrazione tariffaria, ai sensi dell'art. 7, comma 3, della legge n. 10/91. Tale meccanismo assicura alle imprese un aumento delle erogazioni in acconto in caso di variazioni significative dei costi di approvvigionamento dei combustibili destinati alla produzione di energia elettrica. Le disposizioni della delibera trovano applicazione limitatamente all'esercizio 2000.

Aggiornamento bimestrale tariffe elettriche

Dal quarto bimestre 2000 al primo bimestre 2001 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della delibera n. 70/97, come modificata e integrata da successive deliberazioni, è aumentato, passando da 35,688 a 44,081 L/Mcal. Tale aumento riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali, sia la svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro statunitense. Successivamente, la diminuzione dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali e la rivalutazione dell'euro nei confronti del dollaro USA, hanno comportato una diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili, che è passato da 44,081 L/Mcal nel primo bimestre 2001 a 39,967 L/Mcal nel terzo bimestre 2001.

Nel periodo considerato è rimasta invece invariata la componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e le aliquote dell'imposta sui consumi di carbone fissate, per l'anno 1999, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, in attuazione dell'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, non sono state rideterminate per l'anno 2000; pertanto, nella determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili le medesime accise sono rimaste inalterate rispetto ai valori fissati per l'anno 1999.

Stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico, a seguito dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici

che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è salito dalle 81,726 L/kWh del quarto bimestre 2000 alle 92,069 L/kWh del sesto bimestre 2000. In occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al primo bimestre dell'anno 2001 il consumo specifico è stato fissato pari a 2260 kcal/kWh, compensando in parte l'impatto sulle tariffe dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Ciononostante, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è cresciuto anche nel primo bimestre 2001 rispetto al bimestre precedente, raggiungendo le 99,623 L/kWh, per poi diminuire nei due bimestri successivi fino a raggiungere le 83,545 L/kWh nel terzo bimestre 2001.

La variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha reso necessario l'aggiornamento della parte B della tariffa come previsto dall'art. 7, comma 7.1, della citata delibera n. 70/97.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra:

- la quantità di energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97 e
- la quantità di energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della delibera n. 70/97).

Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa elettrica è pertanto aumentato per effetto della variazione del costo unitario riconosciuto Ct, rispettivamente del 12,2 per cento per il terzo, del 5,3 per cento per il quarto, del 3,9 per cento per il quinto e del 8,4 per cento per il sesto bimestre 2000.

La parte B della tariffa è stata soppressa a partire dall'1 gennaio 2001 con delibera dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 230 (vedi sopra: *Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato*). Il regime di contributi alle imprese produttrici-distributrici previsto dall'art. 6 della delibera n. 70/97, differenziando i contributi stessi in funzione del tipo di impianto utilizzato per la produzione di energia elettrica e in funzione della quantità di energia elettrica prodotta rispetto ai livelli degli anni precedenti, non era infatti compatibile con la liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica. La soppressione dei contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia per l'energia elettrica prodotta a partire dall'1° gennaio 2001 ha conseguentemente implicato la soppressione della Parte B della tariffa. Contestualmente, la componente delle tariffe a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica da parte del distributore è aumentata, includendo una parte a copertura dei costi variabili di produzione commisurata al costo unitario riconosciuto Ct.

Nel periodo in esame l'Autorità ha altresì provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC.

A seguito delle modifiche nell'applicazione delle componenti tariffarie A per alcune tipologie di utenti (forniture in bassa tensione per usi diversi da quelli domestici e di illuminazione pubblica ecc.) disposte dall'art. 4 della delibera n. 108/00, con delibera 22 giugno 2000, n.113, l'Autorità ha aumentato le aliquote delle componenti tariffarie A. Le modifiche previste dal sopra menzionato art. 4 avevano infatti comportato una riduzione del gettito necessario alla copertura dei fabbisogni a cui tali componenti provvedevano. Con la delibera n. 113/00 l'Autorità ha pertanto aumentato le aliquote espresse in lire/kWh applicabili a tutti i clienti ad eccezione di:

- Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa, relativamente all'energia elettrica nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del DPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del DPR 21 agosto 1963, n. 1165;
- comuni rivieraschi, per l'energia elettrica destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
- utenze sottese, relativamente all'energia elettrica nei limiti della loro spettanza a tale titolo.

A partire dal primo bimestre dell'anno 2001, con la soppressione della parte B della tariffa e con le disposizioni previste dalle delibere 20 dicembre 2000, n. 231 e n. 232 aventi come oggetto l'utilizzazione del gettito derivante dalla maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (vedi sopra: *Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica*), l'Autorità ha provveduto ad adeguare le componenti tariffarie UC2 e A3, destinate rispettivamente ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione e il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, tenuto conto che il gettito atteso per gli anni 2000 e 2001 della maggiorazione è risultato superiore a quanto necessario per il finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, la relativa componente tariffaria UC2 è stata azzerata per tutte le tipologie di utenza.

Per quanto riguarda la componente tariffaria A3, il maggiore gettito stimato della maggiorazione ai corrispettivi per l'uso e l'accesso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici rispetto alle necessità di finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elet-

trica nella transizione ha reso possibile, per il primo bimestre dell'anno 2001, una diminuzione dell'aliquota media di 3,6 lire/kWh. Il livello di questa componente tariffaria ha subito, nel corso dei successivi due bimestri, ulteriori variazioni. Nel secondo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha predisposto un aumento dell'aliquota media della componente tariffaria A3 di 4,4 lire/kWh a seguito dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, dall'Enel S.p.A. al Gestore della rete di trasmissione nazionale e dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto 21 novembre 2000. Nel terzo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha aumentato l'aliquota media della componente tariffaria A3 di 2,5 lire/kWh a seguito della riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, dovuta alla diminuzione del valore del parametro Ct.

In occasione della delibera 28 dicembre 2000, n. 244, recante disposizioni per l'aggiornamento relativo al primo bimestre dell'anno 2001, considerato che nel corso dell'anno 2001 verranno attivati i meccanismi di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili relativi agli impianti di generazione dovuti alla liberalizzazione, l'Autorità ha determinato la componente tariffaria A6 per la copertura degli oneri derivanti dal Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione. L'aliquota media di tale componente tariffaria è stato fissata, in via prudenziale, a 0,9 lire/kWh. A seguito del decreto 17 aprile 2001, l'Autorità ha ritenuto necessario aggiornare, a partire dal terzo bimestre dell'anno 2001, il livello della componente tariffaria A6, con un incremento dell'aliquota media di 1,8 lire/kWh. Il decreto 17 aprile 2001, che ha modificato il decreto 26 gennaio 2000, stabilisce infatti l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dal meccanismo di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili. Tale esclusione, pur producendo una riduzione del livello dei costi riconosciuti ammessi a reintegrazione, per effetto delle diverse modalità di computo della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione relativa a tali impianti, comporta un aumento degli oneri relativi alla integrazione alle imprese produttrici-distributrici.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO

Allocazione della capacità di interconnessione

Con la delibera 3 agosto 2000, n. 140, concernente la definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'art. 10, comma 2, del dlgs. n. 79/99, l'Autorità ha individuato le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. Con l'espressione *capacità disponibile* si definisce la capacità ottenuta sottraendo al valore della capacità netta trasmissibile (detta anche NTC dall'espressione inglese *Net Transfer Capability*) la capacità utilizzata per l'esecuzione dei contratti di importazione pluriennali in essere alla data del 19 febbraio 1997, che si trovano nella disponibilità dell'Enel S.p.A. A sua volta, la *capacità netta trasmissibile* è definita come la massima potenza che può essere complessivamente scambiata tra due paesi confinanti assicurando la sicurezza di esercizio dei rispettivi sistemi elettrici.

La delibera prevede che l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 venga effettuata attraverso meccanismi di mercato delineati dall'Autorità e applicati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana. Ciò al fine di garantire l'assegnazione in maniera trasparente della capacità di interconnessione per l'importazione ai soggetti che ad essa attribuiscono maggior valore e la ripartizione dei benefici derivanti dall'utilizzo della capacità di interconnessione tra tutti i consumatori di energia elettrica in Italia.

Il principio generale che muove la delibera n. 140/00 è quello dell'accordo tra il GRTN e i gestori esteri nella determinazione dell'ammontare della NTC tra i paesi, nella ripartizione dei proventi derivanti dalla allocazione della capacità e nel riconoscimento di condizioni di reciprocità che garantiscano che il valore della capacità risponda, per quanto possibile, al differenziale di costo di produzione e trasporto dell'energia elettrica nei diversi paesi.

La delibera prevede infatti come soluzione preferita per l'assegnazione della capacità disponibile l'allocazione congiunta da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana e dei gestori delle reti di trasmissione confinanti. Qualora risulti impossibile organizzare un'assegnazione congiunta della capacità disponibile, il Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana provvederà all'allocazione del 50 per cento della capacità di interconnessione disponibile attraverso ciascuna frontiera nel 2001, mentre il restante 50 per cento sarà assegnato dai gestori confinanti.

Per poter procedere ad allocare la capacità di interconnessione disponibile attraverso procedure d'asta competitive si è reso necessario procedere a una standardizzazione dell'oggetto della allocazione; a tal fine si è proceduto a ripartire la capacità disponibile in bande di capacità per consentire una procedura di assegnazione tra beni direttamente confrontabili; tali bande avevano ampiezza di 10 MW nei mesi invernali, ampiezza che veniva ridotta nei mesi estivi e in agosto applicando alla capacità invernale dei coefficienti, rispettivamente *a* e *b*, tali da mantenere costante in ciascun mese dell'anno il rapporto tra l'ampiezza di ciascuna banda e l'ampiezza complessiva della capacità disponibile (ampiezza che è massima in inverno e si riduce nei mesi estivi e ancora più in agosto).

Al fine di promuovere la pluralità nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale, la delibera prevede, inoltre, che la quota della capacità di interconnessione assegnabile a un singolo soggetto venga limitata, in modo che nessun soggetto possa disporre per l'anno 2001 di una quota maggiore del 20 per cento della capacità disponibile su ciascuna frontiera. A tale limite se ne aggiunge un secondo che prevede che nessun soggetto possa disporre di più del 10 per cento della capacità disponibile sull'insieme delle frontiere.

Infine si è ritenuto opportuno destinare una quota di capacità (circa l'80%) ad assegnazione su base annuale, riservando la restante parte ad assegnazioni su base mensile. Tale scelta trova giustificazione nell'opportunità:

- di rendere possibile per gli operatori la modulazione su base mensile della capacità di importazione utilizzata;
- di rendere possibile la partecipazione a successive assegnazioni di capacità di interconnessione ai soggetti che vengano a soddisfare i requisiti necessari per l'assegnazione di capacità di interconnessione dopo il termine per la partecipazione alla procedura di assegnazione di capacità di importazione su base annuale;
- di consentire che, dall'entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, la capacità di interconnessione precedentemente allocata su base mensile possa essere assegnata più efficientemente attraverso un meccanismo di asta implicita collegato al sistema stesso.

Con la successiva delibera 27 settembre 2000, n. 174, recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione e modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 140/00, è stato prorogato il termine per la pubblicazione da parte del Gestore della rete dei coefficienti *a* e *b*, di riduzione delle bande di capacità poste a gara nel periodo compreso tra maggio e settembre e nel mese di agosto, nonché quello di presentazione al Gestore della rete delle richieste per l'assegnazione di bande

su base annuale per l'anno 2001. Con la medesima delibera è stato inoltre stabilito quando le condizioni di reciprocità tra operatori di sistema di cui alla delibera 140/00 debbano ritenersi verificate.

Per disciplinare il caso in cui non vengano rispettate le condizioni di reciprocità, l'Autorità ha approvato la delibera 12 ottobre 2000, n. 187, recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione delle delibere n. 140/00 e n. 174/00. Con tale delibera sono state definite le modalità di attribuzione della capacità di interconnessione disponibile relativa a paesi nei quali agiscano più operatori di sistema, da applicarsi in mancanza di specifico accordo sul rispetto delle condizioni di reciprocità, nonché le modalità per l'assegnazione della capacità in caso le condizioni di reciprocità non siano verificate.

Con la delibera 6 dicembre 2000, n. 219, l'Autorità ha revocato la delibera n. 140/00 e approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001. Il provvedimento si è reso necessario a seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore che assegnava, attraverso procedure d'asta, la capacità di trasporto transfrontaliero, molto inferiore rispetto alla domanda. Per permettere l'ordinato avvio delle importazioni dal primo gennaio 2001 l'Autorità ha anche provveduto a modificare, in via eccezionale e temporanea, la tempistica che regola l'accesso alla rete e ha stabilito una facoltà di recesso dai contratti in essere con preavviso di tre giorni.

Le nuove regole, in considerazione di quanto esposto da TAR e Consiglio di Stato nelle ordinanze, stabiliscono un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere: tutte le domande saranno accolte, ma saranno proporzionalmente ridotte fino a rientrare nei limiti della capacità disponibile. Nessun operatore potrà disporre di più del 5 per cento della capacità di importazione sul totale delle frontiere e del 10 per cento su ciascuna.

I clienti idonei finali non potranno chiedere quantitativi superiori alla propria capacità di consumo, mentre i grossisti dovranno autocertificare che quanto richiesto non eccede la massima capacità di consumo dei clienti da loro serviti. Le richieste dovranno essere formulate per multipli di MW con soglia minima di 1MW (pari a un consumo massimo di circa otto milioni di kWh all'anno), limite inferiore delle bande di elettricità trattabili sul mercato internazionale. In ragione del variare dei consumi delle imprese nel corso dell'anno, è previsto che le assegnazioni possano essere rivendute in tutto o in parte su di un mercato secondario.

È stata confermata la previsione già contenuta nella delibera n. 140/00 relativa alla destinazione di una quota della capacità di interconnessione assegnabile per l'assegnazione su base mensile.

Infine, con la delibera 14 febbraio 2001, n. 21, recante definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 in presenza di insufficiente capacità di trasporto che si renda disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze e modificazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 219/00, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione dell'ulteriore capacità, rispetto a quella assegnabile in attuazione della delibera n. 219/00, che si rendesse disponibile a seguito del programma di sperimentazione che prevede la disponibilità di distacco istantaneo di carichi e ha riconosciuto al Gestore della rete maggiori margini di flessibilità sia nell'individuazione dell'ulteriore capacità, sia nella definizione delle procedure per l'assegnazione di detta ulteriore capacità, al fine di promuovere la stipula degli accordi con gli operatori di sistema confinanti.

La deliberazione n. 21/01 risponde all'intento, espresso anche da una direttiva del Ministro al Gestore, di ampliare al massimo l'utilizzazione della rete di interconnessione con l'estero, compatibilmente con la garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, promuovendo una sperimentazione che preveda la possibilità di assegnare ulteriore capacità senza porre a rischio la sicurezza grazie alla disponibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze.

Nella medesima delibera l'Autorità ha inoltre previsto l'assegnazione per il periodo 1° aprile - 31 dicembre 2001 della capacità di interconnessione assegnabile e non assegnata su base annuale, ivi inclusa la capacità destinata per i primi mesi dell'anno 2001 all'assegnazione su base mensile.

Completamento della disciplina sul vettoriamento

Il contratto tipo

Nel febbraio 1999, in coincidenza con l'apertura del mercato europeo e italiano dell'elettricità, l'Autorità aveva provveduto a fissare le tariffe di vettoriamento e si era riservata il controllo diretto sui singoli nuovi contratti che venivano stipulati. In base all'esperienza maturata, l'Autorità ha definito con la delibera 12 luglio 2000, n. 119, le regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento, dotando i clienti che decidono di approvvigionarsi sul mercato libero di uno strumento certo e trasparente su cui contrattare l'acquisto di energia elettrica. Il contratto tipo definisce le regole di accesso alla rete e le modalità di misura e di calcolo dei relativi corrispettivi nei diversi periodi dell'anno oltre che nell'arco della giornata. Nei contratti di vettoriamento ha particolare importanza il trattamento economico della potenza immessa o prelevata in eccesso rispetto a quanto previsto dal contratto. Per aiutare i clienti liberi a minimizzare la spesa, l'Autorità ha stabilito un periodo di avviamento di un anno, all'interno del quale è consentita una riduzione delle penalità da applicare in caso di prelievi superiori a quelli programmati.

La valutazione dell'ammissibilità

Con la delibera 15 giugno 2000, n. 109, l'Autorità ha inoltre approvato un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento. Le regole stabilite dall'Autorità sono particolarmente importanti perché la sicurezza del servizio è l'unico motivo che permette ai gestori di rifiutare l'accesso di terzi alle reti. L'Autorità ha anche stabilito le informazioni che devono essere allegate alle richieste di accesso e sulle quali sarà compiuta la verifica di sicurezza.

La misura

L'applicazione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, introdotta dall'Autorità nella delibera n. 13/99 come modificata e integrata con la delibera n. 119/00, richiede che la misura dell'energia elettrica, rispettivamente immessa nei punti di consegna e prelevata nei punti di riconsegna delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi relative a un contratto di vettoriamento, avvenga con riferimento a ciascuna ora fissa. La rilevazione oraria dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica è necessaria per l'applicazione delle disposizioni relative alla riconciliazione dell'energia elettrica e ai superi di potenza rispetto ai livelli impegnati. Con la delibera 3 agosto 2000, n. 139, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per la verifica dello stato di attuazione degli interventi di ade-

guamento e rinnovo dei complessi di misura dell'energia elettrica ai fini dell'applicazione degli articoli 7 e 10 della delibera n. 13/99 e degli articoli 4, comma 4.2, e 5, comma 5.2, lettere a) e b), della delibera n. 225/99.

Dalla documentazione acquisita dall'Autorità nell'ambito di questa istruttoria conoscitiva è emerso che i misuratori installati presso i punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale non sempre sono idonei alla rilevazione oraria dell'energia elettrica prelevata, ma consentono solo la misura dell'energia per ciascuna fascia oraria e, in alcuni casi (tipicamente per i punti di riconsegna in bassa tensione), solo la rilevazione dell'energia complessivamente prelevata su base mensile. L'assenza di adeguati strumenti di misura e l'atteso incremento dei volumi e dei clienti che usufruiranno del servizio di vettoriamento nel 2001 hanno reso necessaria l'introduzione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura idonei nei punti di riconsegna. La delibera 28 dicembre 2000, n. 240 prevede pertanto che, in relazione all'approvvigionamento, all'installazione e all'attivazione nei punti di riconsegna dei misuratori idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina del vettoriamento, in luogo dell'obbligo posto a carico del gestore della rete su cui i medesimi punti sono situati ai sensi delle delibere n. 13/99 e n. 119/00, venga riconosciuta agli utenti la facoltà di provvedere autonomamente all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura e alla loro installazione, fermo restando l'onere relativo alla rilevazione delle grandezze misurate a carico del distributori.

Tale facoltà è subordinata al mancato adempimento da parte del gestore della rete interessato, entro termini fissati, degli obblighi relativi alle attività di approvvigionamento ed eventualmente di installazione e attivazione delle apparecchiature di misura. I suddetti termini sono prorogati qualora al gestore di rete si presentino difficoltà nell'adempimento delle suddette attività derivanti dall'elevato numero di utenze, in rapporto al totale degli utenti serviti, per le quali è richiesta, in un medesimo periodo, l'attivazione del servizio di vettoriamento. Per l'applicazione della disciplina di riconciliazione e misura per l'anno 2000, in assenza di strumenti di misura idonei alla rilevazione e alla registrazione per ciascuna ora della potenza e dell'energia elettrica immessa e prelevata rispettivamente nei punti di consegna e di riconsegna, è stata definita una procedura di ricostruzione del profilo di immissione o di prelievo a partire dai dati disponibili.

L'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione

Sempre con la delibera n. 240/00 l'Autorità ha adeguato i parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto; in particolare l'adeguamento si è reso necessario sia per consentire che il valore relativo dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie fosse uguale per i clienti idonei e vincolati, sia per rendere meno onerosa la disciplina della riconciliazione.

La delibera n. 63/01

Con la delibera 22 marzo 2001, n. 63, l'Autorità è invece intervenuta a modificare la procedura prevista dall'art. 4, comma 4.4, della delibera n. 13/99 per l'erogazione del servizio di vettoriamento, anche al fine di consentire agli operatori l'utilizzo della capacità di interconnessione assegnata per il periodo compreso tra il 1° aprile 2001 e il 31 dicembre 2001 a partire dalla data in cui la suddetta capacità si rende disponibile. A seguito della suddetta modifica ai fini della stipula di un contratto di vettoriamento in deroga non è più necessaria la preventiva autorizzazione dell'Autorità ma è possibile provvedere alla stipula e successivamente al suo invio all'Autorità per l'approvazione. La medesima deliberazione prevede, altresì, l'estensione del periodo di avviamento nei casi in cui i gestori delle reti non abbiano reso disponibili ai soggetti richiedenti di un contratto di vettoriamento i dati relativi alle immissioni e ai prelievi nei punti di consegna e riconsegna.

Condizioni di scambio per i piccoli impianti fotovoltaici

Con la delibera 13 dicembre 2000, n. 224 l'Autorità ha liberalizzato la produzione di energia elettrica dei piccoli impianti fotovoltaici, stabilendo le condizioni di scambio con il proprio distributore di elettricità (Enel e municipalizzate) dell'energia che chiunque può produrre con impianti fotovoltaici fino a 20 kW di potenza. La liberalizzazione disposta dall'Autorità consente di procedere nel progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente e dall'ENEA, che prevede contributi in conto capitale a chi si dota di tali impianti.

Per favorire questo primo esempio di microgenerazione elettrica diffusa, l'Autorità ha stabilito l'uguaglianza in tutte le ore e i giorni dell'anno del valore dell'energia autoprodotta con quella normalmente ritirata dal proprio distributore (com'è noto, infatti, l'energia elettrica ha un valore diverso, nell'arco della giornata e delle stagioni, a seconda dell'andamento della domanda e del tipo di impianti in funzione).

Per la contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta e scambiata con la rete, e la corrispondente riduzione degli importi della bolletta, dovrà essere installato un contatore aggiuntivo a quello normalmente in uso. Il costo di

installazione, manutenzione e servizio di lettura del nuovo contatore, a cura del distributore, è stato fissato in 60.000 lire all'anno.

Una volta installato l'impianto fotovoltaico, gli utenti potranno richiedere al proprio distributore l'attivazione del servizio di scambio sottoscrivendo una semplice integrazione al contratto di fornitura già in vigore. Lo schema tipo di questa appendice contrattuale è stato predisposto dall'Autorità ed è allegato alla delibera. La piccola produzione fotovoltaica è esentata dall'imposta di fabbricazione e dalla registrazione presso gli UTF (Uffici tecnici di finanza).

Attività in materia di disciplina del mercato elettrico e dell'Acquirente Unico

Con la delibera 3 agosto 2000, n. 137, l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento di osservazioni e proposte sull'organizzazione del mercato elettrico (borsa dell'elettricità), ai sensi dell'art. 5 del dlgs. n. 79/99. Il documento indica modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato elettrico. Il modello organizzativo proposto dall'Autorità fa perno su un'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire dalle offerte più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo, minimizzando il costo totale del soddisfacimento della domanda di energia elettrica.

Il documento suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio, in alternativa a quello dell'asta discriminatoria (o *pay as bid*), in quanto ritenuto in grado di assicurare la massima trasparenza e comprensibilità delle aggiudicazioni del diritto di prelevare e immettere energia elettrica. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, se opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Oltre a un mercato del giorno prima, l'Autorità ha suggerito la necessità di introdurre almeno due mercati infra-giornalieri, il più possibile prossimi al momento dell'immissione dell'elettricità in rete, fissandone la chiusura poche ore prima del tempo reale. Riguardo al formato delle offerte, l'Autorità propone l'adozione di un modello di borsa basato su offerte semplici. I mercati infragiornalieri di aggiustamento e le offerte semplici permettono ai venditori di trarre vantaggio dalla flessibilità della propria offerta e ai consumatori di modificare la domanda, in funzione dei prezzi che si saranno formati la sera precedente. L'aggiustamento delle diverse posizioni di domanda e offerta consente,

inoltre, di ridurre la necessità di intervento degli impianti di riserva per il bilanciamento, la cui energia è normalmente più costosa.

Per quanto riguarda i "servizi di riserva", al fine di assicurare la trasparenza degli impianti chiamati a regolare (regolazione di frequenza primaria, secondaria e terziaria), l'Autorità ritiene necessaria l'introduzione di un mercato fisico in tempo reale dell'energia elettrica, gestito dal Gestore del mercato. Tale mercato consente al Gestore del mercato di svolgere il compito che in esclusiva gli compete, di assicurare il bilanciamento continuo di immissioni e prelievi di energia elettrica secondo modalità compatibili con la massima efficienza ed economicità.

L'organizzazione del mercato elettrico può prevedere anche un mercato o un meccanismo di remunerazione per l'approvvigionamento della capacità di lungo termine. A questo scopo l'Autorità propone che, qualora fosse ritenuto necessario un tale mercato o meccanismo, esso debba interferire il meno possibile con il funzionamento dei mercati giornalieri dell'energia elettrica. Per tale ragione si propone anche che lo stesso coincida con un mercato nel quale ogni acquirente acquisti "diritti di capacità" per un ammontare pari a un multiplo della sua domanda di energia elettrica. Tra gli operatori sul lato della domanda si pone anche l'Acquirente unico, che dovrebbe garantire la disponibilità di capacità produttiva per i clienti del mercato vincolato, come previsto dall'art. 4, comma 1, del dlgs. n. 79/99. Sul lato dell'offerta di capacità, i diritti di capacità sono venduti da impianti di generazione che si impegnano a offrire l'energia elettrica producibile nei mercati giornalieri dell'energia aperti in quel periodo. I diritti di capacità, anche relativi a periodi futuri su un orizzonte compatibile con lo sviluppo, se necessario, di nuova capacità di generazione, sono scambiati in un "mercato della capacità di lungo periodo", appositamente istituito e gestito dal Gestore del mercato.

Un altro aspetto importante dell'organizzazione dei mercati all'ingrosso riguarda la gestione delle congestioni di rete che si verificano quando i flussi di energia elettrica corrispondenti ai programmi di immissione o di prelievo determinati nella borsa, ovvero i flussi relativi all'esecuzione dei contratti bilaterali, sono incompatibili con la capacità di trasporto disponibile in condizioni di sicurezza della rete. L'Autorità ritiene che il meccanismo più efficiente per la gestione economica delle congestioni di rete, in grado di ridurre il costo di generazione al minimo compatibile, debba tenere conto dell'effettiva natura (concentrata o diffusa), della frequenza e della rilevanza delle congestioni nel sistema di trasmissione nazionale. A tale scopo è necessaria la determinazione del valore nodale dell'energia elettrica. In relazione a ciò l'Autorità propone che, come parte del dispacciamento, il Gestore della rete calcoli e pubblichi, sin dall'avvio della borsa dell'energia elettrica, i prezzi nodali.

La volatilità del prezzo che si determina sul mercato del giorno prece-

dente rende opportuna la creazione di strumenti finanziari di copertura e arbitraggio per i diversi operatori, così come è avvenuto in altre esperienze estere. A giudizio dell'Autorità, la presenza di un efficiente mercato degli strumenti derivati contribuisce alla trasparenza complessiva del sistema delle offerte e fornisce un contributo rilevante allo spessore e alla trasparenza del mercato del giorno prima.

Per rendere compatibile il funzionamento del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99 (o mercato elettrico) con i contratti bilaterali, è necessario che vengano definite le norme in materia di dispacciamento. La regolazione dell'attività di dispacciamento rappresenta un tassello fondamentale per consentire l'avvio del dispacciamento di merito economico (basato sul minor prezzo offerto), previsto dal dlgs. n. 79/99 contestualmente all'avvio della borsa elettrica, e per consentire la "convivenza" delle transazioni definite nell'ambito della borsa con quelle dei contratti bilaterali (fuori borsa) al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

L'Autorità, con delibera 30 aprile 2001, n. 95, ha disciplinato le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale. L'attività di dispacciamento si esplica attraverso l'imposizione di vincoli al comportamento degli operatori sul mercato e mediante la gestione di apposite risorse il cui approvvigionamento, ai sensi del già citato articolo del dlgs. n. 79/99, deve essere gestito dal Gestore del mercato.

Il provvedimento regola le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica sulle reti nazionali con particolare riferimento alla gestione delle congestioni (insufficienza della capacità di trasporto di una rete), al mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e alla gestione delle riserve, garantendo la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel rispetto delle condizioni stabilite dall'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale procederà a elaborare le regole per il dispacciamento, attività che svolge in concessione. Le regole per il dispacciamento interessano tutti gli utenti delle reti, sia i fornitori che immettono l'elettricità, sia i clienti che la prelevano.

Con delibera 30 aprile 2001, n. 96, sono state emanate disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica.

Prima di esprimere il parere sulla disciplina del mercato elettrico che il Gestore del mercato dovrà predisporre e, in sostanza, prima che sia definita negli aspetti normativi generali e di dettaglio la disciplina del mercato elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare alcuni provvedimenti propedeutici. In particolare, con la delibera n. 96/01 l'Autorità ha inteso definire:

- un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi;

- un quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

I principi enunciati sono quelli di trasparenza, efficienza, non discriminazione. L'Autorità intende prevenire l'esercizio di potere di mercato attraverso la trasparenza delle procedure, stabilendo condizioni non discriminatorie per i vari operatori, assicurando meccanismi efficienti nella formazione dei prezzi. Un tale disegno organizzativo dovrebbe assicurare anche l'integrazione del mercato elettrico nazionale nel mercato interno europeo.

Per consentire all'Autorità il continuo monitoraggio dei comportamenti dei soggetti che opereranno nella borsa dell'elettricità, il provvedimento delinea le modalità informative cui il gestore del mercato dovrà attenersi. In particolare, dovranno essere fornite periodiche relazioni sul funzionamento del mercato elettrico nelle sue varie fasi operative, mentre lo svolgimento delle negoziazioni sarà seguito dall'Autorità attraverso un collegamento telematico diretto con la borsa.

In data 27 marzo 2001 è stato trasmesso all'Autorità anche lo schema di Direttiva ministeriale per l'operatività della società Acquirente Unico, sul quale l'Autorità ha espresso parere favorevole.

Contemporaneamente il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con nota in data 27 marzo 2001, ha trasmesso all'Autorità il documento *Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs n. 79/99*, come predisposto dal Gestore del mercato. Lo schema di disciplina del mercato accoglie molte delle indicazioni fornite dall'Autorità, ma contiene anche alcune normazioni non coerenti con l'insieme delle finalità espresse dall'Autorità nei documenti prima citati sulla materia. È stato pertanto espresso parere favorevole allo schema, con delibera n. 97 del 30 aprile 2001, ai sensi dello stesso articolo citato, richiedendo altresì alcune integrazioni e correzioni. Gli aspetti sui quali il Parere richiede integrazioni riguardano i profili commerciali-civilistici di un ambiente negoziale regolamentato quale il mercato elettrico. In particolare si sollecita la disciplina dei seguenti aspetti anteriormente all'entrata in operatività del mercato elettrico:

- condizioni e modalità di ammissione, sospensione, esclusione degli operatori e accessi indiretti al mercato;
- rapporto tra operatori intermediari e clienti;
- inquadramento giuridico della posizione del Gestore del mercato nel caso in cui assuma posizioni contrattuali;
- condizioni e modalità per lo svolgimento delle negoziazioni (disciplina delle proposte di negoziazione, elementi essenziali dei contratti, esecuzione dei

contratti, accertamento, pubblicazione e diffusione dei prezzi e delle quantità contrattate).

Tra le integrazioni, il Parere richiede anche quelle volte a rendere conformi lo schema di disciplina del mercato con le disposizioni relative al dispacciamento contenute nella delibera dell'Autorità n. 95/01.

Nel Parere, inoltre, si giudica inopportuna la normazione di un mercato dei diritti di capacità per la garanzia della disponibilità di capacità di generazione nell'attuale contesto di mercato caratterizzato da condizioni non concorrenziali. Si rimanda pertanto l'introduzione di disposizioni inerenti gli aspetti della capacità di generazione di lungo termine a un periodo successivo e in esito a una fase di ulteriore analisi delle problematiche connesse.

Sulla base di valutazione dei profili di legittimità dello schema di disciplina del mercato in relazione all'ambito di autonomia decisionale del Gestore del Mercato, il Parere richiede la soppressione nello schema delle previsioni aventi a oggetto l'imposizione di obblighi di diverso contenuto a soggetti non operativi nel mercato elettrico, ovvero l'investitura di autorità terze in funzioni necessarie all'integrazione della disciplina del mercato elettrico.

Nuove procedure per l'idoneità all'acquisto di elettricità sul mercato libero

Con delibera 22 marzo 2000, n. 66, l'Autorità ha semplificato le procedure per la verifica annuale della qualifica di cliente idoneo, che autorizza i grandi consumatori ad acquistare l'elettricità sul mercato libero scegliendo il fornitore. L'idoneità è prevista dal decreto di liberalizzazione del mercato elettrico per chi consuma più di 20 milioni di kWh all'anno singolarmente o più di un milione se partecipante a un consorzio con consumi complessivi superiori a 20 milioni. I clienti idonei sono oggi oltre 1000 e più di 7000 sono i siti di consumo. L'idoneità è confermata annualmente dall'Autorità, che cura l'elenco dei clienti idonei, con la verifica del rispetto delle soglie di consumo dell'anno precedente.

Con la vecchia procedura, definita dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91, i clienti idonei erano tenuti a richiedere al proprio distributore, entro il 31 marzo di ogni anno, una dichiarazione attestante i prelievi di energia dalla rete suddivisi per ogni sito di consumo e ad inviarla all'Autorità. La nuova procedura sposta invece direttamente sui distributori l'obbligo di inviare annualmente all'Autorità i dati relativi ai prelievi dei clienti idonei allacciati alle reti. I clienti idonei non sono più tenuti ad alcuna comunicazione. Un obbligo di comunicazione resta, invece, per i circa 250 clienti idonei che, all'interno dei propri siti di consumo, autoproducono parte dell'energia elettrica che utilizzano. Anche per questi consumatori è stata introdotta una semplificazione, sosti-

tuendo una semplice autocertificazione alla dichiarazione da richiedere in precedenza agli Uffici tecnici di finanza, attestante i quantitativi di energia autoprodotta. Per dare modo ai distributori di assolvere ai nuovi impegni, per il 2001 il termine della trasmissione dei dati all'Autorità è stato posticipato dal 31 marzo al 30 aprile.

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate

Il decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000 prevede, tra l'altro, che fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del dlgs. n. 79/99, il Gestore della rete ceda l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (di cui all'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9), nonché quella prodotta da parte delle imprese produttrici-distributrici, ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, mediante procedure concorsuali, disciplinate dall'Autorità secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Il medesimo decreto prevede prezzi base di aggiudicazione ridotti per l'energia elettrica destinata a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale e a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili con adeguato preavviso del Gestore della rete. Con la delibera 13 dicembre 2000, n. 223, l'Autorità ha provveduto a fissare le modalità applicative di tali procedure concorsuali, definendo un meccanismo che prevede un'asta con prezzi al rialzo per l'allocazione dell'energia su base annuale e diverse aste per l'allocazione dell'energia su base mensile. In particolare, in considerazione del fatto che il profilo medio nazionale della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana evidenzia significative differenze in termini di potenze richieste nelle varie ore del giorno e nei vari periodi dell'anno, l'Autorità ha stabilito che la cessione dell'energia elettrica deve avvenire con procedure che permettono la modulabilità del prelievo nelle varie fasce orarie; il prezzo base dell'asta deve, in conseguenza, essere distinto almeno per fasce orarie in modo da riflettere il diverso valore attribuito all'energia elettrica in ciascuna fascia oraria. In base a quanto previsto nel decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, alle procedure concorsuali possono partecipare i clienti idonei, nonché la società Acquirente Unico S.p.A., a partire dal momento della sua piena operatività. La medesima delibera prevede, inoltre, che la capacità produttiva non assegnata in esito alle procedure concorsuali venga ceduta nel mercato vincolato. L'Autorità ha provveduto successivamente a un adeguamento tariffario al fine di compensare i minori ricavi ottenuti con la vendita sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata prodotta da fonti

rinnovabili e assimilate, rispetto ai ricavi ottenibili con la cessione al mercato vincolato della medesima energia.

La delibera prevede, inoltre, l'introduzione di alcune clausole contrattuali per la risoluzione di diritto del contratto di fornitura stipulato in esito a dette aste con decorrenza dalla data di entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99, nonché la facoltà di cessione della capacità produttiva acquisita per effetto delle medesime procedure concorsuali. Viene stabilito, altresì, che il Gestore della rete debba fornire adeguata informazione sull'esercizio della facoltà di interrompibilità della fornitura dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali di cui all'art. 5, commi 3 e 4, del decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, ai fini della verifica della trasparenza e non discriminatorietà nella cessione dell'energia elettrica in esito alle sopra menzionate procedure concorsuali.

Criteri per la definizione di cogenerazione e revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità

Il documento di consultazione del 3 agosto 2000

Il 3 agosto 2000 l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione che propone i criteri per le definizioni di cogenerazione, ai sensi dell'art. 2, comma 8, del dlgs. n. 79/99. Il documento propone altresì una revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità degli impianti di produzione di energia elettrica a quelli che utilizzano fonti rinnovabili come previsto dall'art. 22, comma 5, ultimo periodo, della legge 9 gennaio 1991, n.9.

La nuova definizione di cogenerazione consente di identificare, tra gli impianti esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. Vengono a tale scopo definiti uno o più indicatori che consentono:

- di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate;
- di garantire l'effettiva natura cogenerativa delle modalità di utilizzo dell'impianto, evitando che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate nella produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda invece la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità, è opportuno ricordare che dalla prima definizione di assimilabilità (provvedimento CIP n. 6/92) sono passati otto anni e il progresso tecnologico ha reso obsoleta tale definizione richiedendone una revisione.

Il dlgs. n. 79/99 ha delineato un quadro normativo nel quale la coge-

nerazione è esentata dagli oneri relativi alla promozione delle fonti rinnovabili attraverso il meccanismo dei cosiddetti certificati verdi. Inoltre, per l'energia prodotta a mezzo di impianti di cogenerazione è prevista una priorità del dispacciamento rispetto all'energia elettrica prodotta con impianti convenzionali, mentre per le eccedenze di energia elettrica prodotta a mezzo di impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili è previsto un obbligo di ritiro da parte del soggetto cessionario a prezzi determinati in applicazione del criterio del costo evitato dall'Autorità, stabilito dall'art. 3, comma 12, del medesimo decreto.

Anche alla luce di quanto sopra l'Autorità ha proposto le condizioni tecniche per l'assimilabilità con riferimento ai rendimenti caratteristici degli impianti per la produzione di energia elettrica di costruzione più recente.

Finanziamento del Grtn

L'art. 3, comma 10, del dlgs. n. 79/99, prevede che l'Autorità determini la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale e che tale corrispettivo debba essere tale da incentivare il Gestore della rete allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica. Sulla base di questo articolo, con delibera 28 dicembre 2000, n. 241, sono state stabilite le modalità di finanziamento del Gestore. Sono state pertanto riconosciute al Gestore, a copertura dei costi riconosciuti per il proprio funzionamento in detto esercizio:

a) in relazione all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, una quota del corrispettivo per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale (che include un corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento);

b) in relazione all'energia elettrica vettoriata, una quota del corrispettivo di potenza di cui all'art. 7 della delibera n. 13/99, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, nonché la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento. Detta quota viene versata dai soggetti che chiedono il vettoriamento entro trenta giorni dalla riscossione del corrispettivo di potenza appena individuato, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Per l'anno 2001 dette quote ammontano rispettivamente a 0,60 lire/kWh, per il corrispettivo di cui alla lettera a), e a 0,30 lire/kWh per i due corrispettivi previsti alla lettera b).

In assenza di informazione circa i costi sostenuti dal Gestore della rete nell'anno 2000 per l'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (cioè per sostituire con produzione nazionale l'eventuale deficit di energia elettrica importata dall'estero rispetto a quanto stabilito nell'ambito dei contratti di vettoriamento nei periodi in cui si manifestino disservizi sulla rete di interconnessione con l'estero), l'Autorità si è riservata di stabilire l'entità del relativo corrispettivo nei primi mesi dell'anno 2001, prevedendo un obbligo informativo del Gestore della rete in tal senso.

Direttive al Grtn per l'adozione di regole tecniche

L'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99 prevede che, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale adotti regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti.

Con la delibera del 28 febbraio 2001, n. 39, l'Autorità ha approvato, con alcune modifiche, le regole tecniche di connessione adottate dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99, sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con la delibera 9 marzo 2000, n. 52.

In considerazione del fatto che per la disciplina del vettoriamento e in previsione della creazione di un mercato elettrico, si era resa necessaria la contabilizzazione dei flussi di energia elettrica sulla base di criteri non discriminatori e imparziali per una corretta individuazione e attribuzione dei relativi oneri a carico di soggetti diversi, la delibera n. 52/00 prevede l'adozione di successivi provvedimenti affinché il Gestore elabori e adotti regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio nei siti di connessione alla rete di trasmissione nazionale e nei punti interni alle altre reti in cui la misura risulti funzionale alle attività di trasmissione e dispacciamento.

Con la delibera del 3 agosto 2000, n. 138, l'Autorità ha previsto l'emanazione da parte del Gestore di regole tecniche in tema di misura dell'energia elettrica nei punti di connessione alla rete in cui la rilevazione della misura sia necessaria per lo svolgimento delle attività di trasmissione e di dispacciamento. Tali regole devono contenere previsioni in materia di misura delle interru-

zioni del servizio elettrico e delle altre caratteristiche della tensione.

La medesima delibera prevede l'adozione da parte del Gestore della rete di regole transitorie per l'installazione e l'attivazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica in attesa dell'emanazione delle regole tecniche definitive per le quali è prevista l'approvazione dell'Autorità.

A oggi sono in vigore le regole tecniche transitorie pubblicate dal Gestore della rete sul proprio sito Internet con data 18 ottobre 2000.

Cassa Conguaglio per il settore elettrico

Nel corso dell'anno sono stati adottati, d'intesa con il Ministro del Tesoro, alcuni provvedimenti urgenti volti ad assicurare l'operatività della Cassa Conguaglio per il settore elettrico.

Con la delibera 21 maggio 1998, n. 47, l'Autorità aveva disposto lo scioglimento del Comitato di gestione della Cassa Conguaglio e la contestuale istituzione di un Collegio commissariale. Tale collegio era stato successivamente prorogato fino al 30 maggio 2000 dalla delibera 8 giugno 1999, n. 83, per permettere il consolidamento dei risultati conseguiti sul piano dell'efficienza delle procedure di gestione dei sistemi di perequazione e la formulazione di proposta di riorganizzazione, estesa ai sistemi di controllo contabile interno e adeguata alla nuova disciplina del mercato elettrico.

In considerazione del fatto che i nuovi sistemi di perequazione non erano stati completamente definiti e che, di conseguenza, non era ancora possibile definire l'impianto organizzativo necessario al loro funzionamento, con la delibera 19 luglio 2000, n. 124, l'Autorità ha ulteriormente prorogato il mandato del Collegio commissariale, lasciandone peraltro immutata la composizione. La proroga è stata disposta per il tempo occorrente per perfezionare la procedura di adozione dei provvedimenti di definizione dei sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio di fornitura, per nominare gli organi di gestione e controllo di tali sistemi, nonché per far loro assumere le funzioni operative.

Con la delibera 18 ottobre 2000, n.194, emanata anche sulla base delle indicazioni fornite dal Collegio commissariale della Cassa stessa, è stato definito un insieme minimo di disposizioni in materia di organizzazione e funzionamento, con particolare riguardo alla composizione degli organi di gestione in un'ottica di loro snellimento e maggiore funzionalità.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti

Con delibera del 14 febbraio 2001, n. 24, l'Autorità ha portato a termine l'attività connessa alla determinazione dei contributi spettanti alle aziende produttrici-distributrici ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34.

Si tratta di contributi commisurati ai costi d'investimento degli impianti ed erogati alle aziende sulla base dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica in ore piene. Sono interessati al provvedimento 15 impianti, di cui un impianto idroelettrico e 14 impianti di cogenerazione, di proprietà di aziende produttrici-distributrici tra le quali l'Asm di Brescia, l'Acea di Roma, l'Aem di Torino e l'Agsm di Verona. Tali aziende avevano esercitato la possibilità di opzione prevista dal titolo VII, del provvedimento CIP 26 aprile 1992, n. 6.

In precedenza, con la delibera 10 luglio 1998, n. 79, l'Autorità aveva fissato in otto anni la durata del contributo, interrompendo al 31 dicembre 1999 l'erogazione dell'acconto che le medesime aziende stavano percependo dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a decorrere dal 1° gennaio 1991.

Nel corso del 2000 è proseguita l'attività connessa all'applicazione dell'art. 15, comma 2, del dlgs. n. 79/99. L'Autorità ha ricevuto la documentazione relativa a 289 impianti di produzione di energia elettrica e ha avviato le relative istruttorie, con l'obiettivo di verificare l'avvenuto adempimento dell'obbligo di presentare le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti posto in capo ai soggetti produttori di energia elettrica, per gli impianti beneficiari delle incentivazioni di cui all'art. 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 e non ancora in esercizio al 1° aprile 2000.

Con provvedimento del 27 settembre 2000, n. 175, l'Autorità ha dichiarato adempiuto tale obbligo relativamente a 114 impianti e ha stabilito la necessità di proseguire gli adempimenti istruttori per gli altri impianti.

Nel corso del 2000 gli uffici dell'Autorità hanno ricevuto sette nuove istanze da parte di soggetti produttori, relative ad accertamenti tecnici di cui ai titoli II e V del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6 e successive modifiche e integrazioni, e hanno attivato le conseguenti istruttorie, con l'obiettivo di definire il prezzo di cessione dell'energia elettrica o una sua maggiorazione rispetto a quello previsto dal punto 3, titolo II del provvedimento citato. Nello svolgimento delle istruttorie, avviate anche precedentemente, sono stati eseguiti nove controlli tecnici sugli impianti al fine di acquisire elementi informa-

tivi relativi alla tipologia e all'entità delle opere eseguite, alla loro correlazione con la funzionalità dell'impianto, allo stato generale dell'impianto, nonché altre informazioni funzionali agli accertamenti tecnici di cui sopra. A tal fine sono stati effettuati sopralluoghi presso sette impianti idroelettrici, un impianto fotovoltaico, un impianto di generazione elettrica con turboespansore e due impianti a biogas.

Sulla base di queste istruttorie, nel 2000 l'Autorità ha accertato sei rifacimenti di impianti esistenti, sei potenziamenti di impianti idroelettrici, e ha respinto quattro istanze di rifacimento di impianto esistente e due istanze di potenziamento di impianto idroelettrico.

In attuazione di quanto previsto dalla delibera 25 febbraio 1999, n. 27, con la quale l'Autorità ha definito la procedura per il controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento economico previsto dal provvedimento CIP n. 6/92, gli uffici dell'Autorità hanno proseguito l'attività di raccolta e verifica dei dati di produzione degli impianti assimilati a fonte rinnovabile ai sensi del titolo 1 del provvedimento CIP n. 6/92. Nello svolgimento di tale attività gli uffici dell'Autorità hanno provveduto al monitoraggio dei dati di produzione di 312 impianti di generazione elettrica in esercizio nel 1999, nonché di loro eventuali variazioni rispetto alla documentazione trasmessa al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulla base della quale è avvenuta la comunicazione dell'indice energetico dell'impianto e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dello stesso, e alla verifica del rispetto della condizione di assimilabilità anche ai fini del trattamento economico dell'energia elettrica prodotta.

Sempre sulla base di quanto disposto dalla delibera n. 27/99, ad integrazione del lavoro di monitoraggio e raccolta dati, gli uffici dell'Autorità, nel corso del 1999, hanno inoltre avviato l'attività di verifica e sopralluogo sugli impianti, al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi dai soggetti produttori, procedendo in un caso a un controllo tecnico sul sito di produzione.

In esito all'attività di controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile, gli uffici dell'Autorità hanno segnalato al soggetto cessionario, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, i casi di mancato rispetto del valore dell'indice energetico assegnato a ciascun impianto, determinando così una riduzione dell'importo dei contributi spettanti per l'energia elettrica prodotta dal medesimo impianto.

5. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE DEL GAS

INTRODUZIONE

Nel corso del 2000 e del primo trimestre del 2001 le attività dall'Autorità nel settore del gas si sono concentrate sulla riforma tariffaria e sugli adempimenti connessi con il recepimento nella normativa italiana della direttiva europea 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale.

L'Autorità aveva iniziato a predisporre il nuovo ordinamento tariffario già a partire dai primi mesi del 2000, quando ha emesso il documento sui criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita a mezzo di reti a media e bassa pressione. Per la definizione vera e propria di tali tariffe, tuttavia, era opportuno attendere il recepimento della direttiva, avvenuto nel maggio 2000, dopo il quale il processo di riforma tariffaria ha ricevuto un nuovo impulso.

Nell'autunno 2000 l'Autorità ha predisposto il documento sulle tariffe di distribuzione e di fornitura ai clienti del mercato vincolato che, secondo la consueta procedura di formazione dei propri provvedimenti, è stato sottoposto alla consultazione delle parti interessate. Al termine della consultazione, nel dicembre 2000 l'Autorità ha quindi definito le tariffe con la delibera n. 237/00.

Il nuovo ordinamento tariffario, attualmente in via di completamento, riflette la struttura del settore come ridisegnata dal decreto legislativo di recepimento. In base al dettato del decreto di apertura del mercato del gas, il nuovo sistema tariffario separa completamente l'attività di distribuzione da quella di vendita ai clienti vincolati. Le tariffe di distribuzione sono relative a un'attività destinata a svolgersi in regime di monopolio su base locale; esse perciò continueranno a valere anche dopo la completa apertura del mercato del gas, fissata per l'1 gennaio 2003. Poiché a partire da quella data tutti i clienti diverranno idonei, le tariffe di vendita ai clienti vincolati definite dall'Autorità saranno invece applicate sino alla fine del 2002. La delibera n. 237/00 prevede che le nuove tariffe, che saranno applicate a partire dall'1 luglio 2001, siano articolate dagli esercenti per ambiti tariffari e sulla base di formule che tengono conto delle principali determinanti dei costi. I coefficienti delle formule sono stati costruiti in modo da consentire la copertura dei costi efficienti, desunti dal confronto comparativo fra gli esercenti in campo nazionale ed europeo.

Il rinnovamento del quadro tariffario, tuttavia, non si esaurisce con la definizione delle tariffe di distribuzione e vendita: un altro tassello di fondamentale importanza riguarda le tariffe di trasporto, e stoccaggio, attraverso cui si realizza l'accesso degli operatori al sistema nazionale del gas. Contemporaneamente alla diffusione del documento di consultazione sulle tariffe di distribuzione e vendita, nell'autunno l'Autorità ha posto in consulta-

zione un documento contenente le proposte di riforma delle tariffe di trasporto, stoccaggio e rigassificazione. Le tariffe di trasporto sulla rete nazionale non saranno più basate sulla distanza, ma sulla metodologia *entry-exit*. Sono previsti meccanismi di prenotazione del servizio di trasporto per favorire lo scambio di capacità non utilizzata e tariffe particolari per il trasporto interrompibile.

Sono stati inoltre effettuati gli aggiornamenti bimestrali delle tariffe in base alla delibera n.52/99; nel corso del 2000 e dei primi mesi del 2001 le variazioni tariffarie sono state quasi sempre in aumento a causa degli rincari internazionali dei prodotti petroliferi.

Parte dell'attività svolta nel settore del gas naturale è stata anche rivolta alla promozione della concorrenza e dei nuovi assetti di mercato.

Con la delibera del 18 ottobre 2000 n. 193/00, l'Autorità ha definito le modalità per l'accertamento, da parte delle imprese del gas, dell'idoneità dei clienti. I soggetti che ritengono di possederne le caratteristiche devono presentare alle imprese alle quali si rivolgono per l'acquisto o il trasporto del gas un'autocertificazione contenente la specificazione dei punti di misura del gas dove avviene la vendita ad altro cliente idoneo o a valle dei quali avviene il proprio consumo.

Nell'ambito dell'attività di regolamentazione tecnica per la gestione del sistema del gas, nell'ottobre 2000 l'Autorità ha rilasciato il parere al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sullo schema di decreto per l'individuazione della rete nazionale dei gasdotti e, nel marzo 2001, il documento (avviato alla consultazione) sui criteri per la predisposizione dei codici di rete che le imprese di trasporto dovranno adottare, in base a quanto stabilito dal decreto di apertura del mercato. Mutuati dall'esperienza inglese, i codici di rete definiscono le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento della rete. Essi costituiscono uno strumento indispensabile per garantire che l'accesso dei terzi alle reti avvenga a parità di condizioni e che il servizio di trasporto sia gestito in modo neutro e imparziale.

Un altro elemento di fondamentale importanza per la liberalizzazione del mercato è costituito dalla separazione amministrativa e contabile delle imprese operanti nel settore del gas. I criteri da seguire affinché tale separazione sia effettuata in modo trasparente, evitando discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza, sono stati proposti dall'Autorità in un documento posto in consultazione nel marzo 2001.

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO

Tariffe di distribuzione e fornitura

Con la deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237 l'Autorità ha definito i nuovi criteri di determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'art. 23 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il nuovo sistema tariffario separa completamente l'attività di distribuzione da quella di vendita ai clienti vincolati.

Le tariffe di distribuzione sono relative a un'attività destinata a svolgersi in regime di monopolio su base locale, a seguito di affidamento mediante gara da parte degli enti locali.

Le tariffe di vendita sono relative a un'attività svolta in regime di autorizzazione. Solo fino all'apertura totale del mercato, fissata per il 1° gennaio 2003, si applicheranno le tariffe di vendita determinate dall'Autorità ai clienti vincolati, con consumi non superiori a 200.000 metri cubi, per consumi complessivi stimati in circa il 36 per cento del mercato.

Pertanto, la tariffa di distribuzione determinata attraverso la deliberazione n. 237/00 è strumento necessario e idoneo all'apertura del mercato, in quanto applicabile per l'utilizzo delle reti di distribuzione da parte di terzi allo scopo di effettuare la vendita del gas ai clienti idonei. Questi ultimi sono attualmente rappresentati da circa 18.000 contratti di fornitura in totale. Tra questi, tuttavia, quelli interessati dalla tariffa di distribuzione (ovvero i contratti afferenti ai clienti idonei non direttamente allacciati alle reti di trasporto) sono circa 11.000, con consumi di oltre 6,1 miliardi di metri cubi, pari al 22 per cento del gas in transito nelle reti locali.

La deliberazione n. 237/00 prevede che le tariffe siano articolate per *ambiti tariffari*, costituiti normalmente dagli *impianti di distribuzione* (reti interconnesse gestite da uno o più esercenti). Tuttavia gli enti locali concedenti possono concordare forme di associazione mediante le quali sono determinate tariffe uniche per tutti i comuni associati.

I vincoli sui ricavi sono calcolati sulla base di formule che tengono conto delle principali determinanti dei costi (numero dei clienti allacciati, lunghezza delle reti, caratteristiche geografiche del centro servito, volumi di gas distribuiti). I coefficienti delle formule sono stati costruiti in modo da consentire la copertura dei costi operativi della metà più efficiente di un campione di

imprese caratterizzate da adeguata qualità del servizio, ed in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale netto delle imprese del campione, riferito a una durata media economico-tecnica degli impianti di 50 anni.

I vincoli sui ricavi sono aggiornati annualmente per tenere conto dell'espansione dell'utenza e delle reti distributive, dell'inflazione e di un recupero di produttività predeterminato per un periodo di tre anni e sei mesi a partire dall'1 gennaio 2001, pari al 3% annuo.

Nell'ambito dei vincoli sui ricavi, l'esercente sottopone all'Autorità, che le approva entro tre mesi, le proposte contenenti l'articolazione della tariffa soggetta a regolamentazione (opzione tariffaria base), oltre a eventuali opzioni tariffarie speciali, adottabili a scelta dell'utente. È comunque necessario il rispetto di un codice di condotta commerciale che garantisca la trasparenza nella scelta delle opzioni tariffarie.

Inoltre, il nuovo sistema tariffario prevede:

- un periodo transitorio di sei mesi nei quali si persegue l'avvicinamento dei vincoli dei ricavi a quelli nuovi, a partire dai livelli preesistenti e mantenendo le tipologie tariffarie precedenti. Le nuove tariffe entreranno in vigore dall'1 luglio 2001;
- l'introduzione di un fondo di compensazione nazionale a beneficio degli ambiti tariffari a costo elevato, per un massimo di tre anni non ripetibili, finanziato da un prelievo dell'1,9% sulle tariffe dei rimanenti ambiti;
- la possibilità per le amministrazioni locali di richiedere una quota aggiuntiva dell'1% delle sole tariffe di distribuzione, da destinarsi a contributi alle spese inerenti il servizio gas di clienti in condizioni economiche disagiate;
- la possibilità per gli esercenti di incrementare i vincoli sui ricavi di distribuzione dell'1%, allo scopo di finanziare, nelle more dello specifico regolamento previsto in materia, interventi di controllo della sicurezza degli impianti dei clienti finali.

Per effetto della riforma è prevista una diminuzione media delle tariffe dei clienti del mercato vincolato dell'1,4% nel primo semestre 2001. Le tariffe dell'attività di distribuzione diminuiranno invece del 15% in media a regime (secondo semestre 2003). Nelle situazioni specifiche saranno possibili variazioni anche sensibili, sia in diminuzione sia in aumento, in relazione all'eterogeneità dei punti di partenza. In ogni caso, l'autorizzazione degli eventuali aumenti è subordinata al pieno rispetto delle normative vigenti in materia di qualità del servizio.

Tariffe di trasporto, dispacciamento, stoccaggio e terminali di GNL, distribuzione locale per i clienti vincolati

Il 24 ottobre 2000 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato due documenti per la consultazione contenenti proposte di riforma delle tariffe di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del gas metano. Su tali documenti si sono avviate le consultazioni con tutti i soggetti interessati: associazioni dei consumatori, associazioni ambientaliste, sindacati dei lavoratori e delle imprese.

Trasporto

Il provvedimento che l'Autorità emanerà al termine del processo di consultazione sarà di fondamentale importanza per la liberalizzazione del settore: esso definirà le condizioni per l'utilizzo trasparente e non discriminatorio delle principali infrastrutture necessarie agli operatori.

Il sistema di trasporto e stoccaggio del gas, finora riservato ai proprietari delle reti e a pochi utilizzatori terzi (industria petrolifera ed elettrica), viene posto a disposizione di tutti i clienti idonei, che possono scegliersi il fornitore, a condizioni economiche e contrattuali in linea con gli effettivi costi del servizio. Sono invece vincolati i clienti con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui (famiglie, piccola industria, commercio, artigianato). Dal 2003 tutti i clienti saranno idonei. La separazione anche in termini tariffari delle attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas liquefatto, nello spirito del dlgs. n. 164/00 di liberalizzazione del mercato del gas, costituisce un requisito indispensabile perché gli operatori possano cogliere nuove opportunità di creazione di valore nell'uso efficiente delle infrastrutture di sistema.

Il documento rappresenta un primo passo importante per intervenire sui costi di utilizzo delle principali infrastrutture della filiera del gas, con benefici importanti in una fase di congiuntura economica nella quale gli alti prezzi dell'energia incidono fortemente sulle attese di crescita economica. L'Autorità riporterà le tariffe per l'uso delle infrastrutture in linea con i costi efficienti dei servizi, integrando la delibera n. 193/99 che ha ridotto del 12 per cento i margini per l'attività di trasporto compresi nella tariffa per la fornitura del gas.

Il nuovo sistema tariffario definirà separatamente i ricavi complessivi consentiti rispettivamente per le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione. Poiché i ricavi per il trasporto saranno in larga misura indipendenti dalle quantità trasportate, la prevista crescita dei consumi di gas in Italia concorrerà, assieme agli altri fattori di incremento nella produttività dei servizi (predeterminati attraverso il meccanismo del *price cap*), a determinare negli anni successivi graduali diminuzioni delle tariffe unitarie.

Saranno comunque lasciati agli operatori incentivi al migliore utilizzo delle infrastrutture di rete e al loro sviluppo al fine di creare le condizioni per favorire il processo di liberalizzazione del mercato. La prevista forte crescita dei consumi di gas naturale dovrà essere accompagnata da uno sviluppo infrastrutturale adeguato.

Per la rete nazionale verrà abbandonato il criterio delle tariffe basate sulla distanza a favore di un nuovo metodo basato su una metodologia *entry-exit* che rappresenta una soluzione più semplice rispetto a una tariffa "da punto a punto", economicamente ingiustificata e di difficile determinazione oggettiva in una rete fortemente magliata come quella italiana. D'altra parte una tariffa "a francobollo" non rifletterebbe le reali differenze di costo presenti tra i vari percorsi del gas possibili nell'ambito del territorio nazionale.

Saranno previsti meccanismi di prenotazione del servizio di trasporto tali da favorire lo scambio delle capacità inutilizzate tra gli utenti, e tariffe particolari per il trasporto interrompibile, utile per incrementare la flessibilità del sistema e perciò lo sviluppo della concorrenza.

Stoccaggio

Nel documento per la consultazione si affronta per la prima volta in Italia il problema delle tariffe di stoccaggio, servizio sinora gestito internamente al gruppo ENI. Sono stati analizzati gli aspetti principali del costo del servizio e alcune criticità, come ad per esempio il problema della valorizzazione del *cushion gas* (le riserve di gas potenzialmente estraibili ma lasciate nei giacimenti per poter esercitare il servizio di stoccaggio). Il nuovo sistema tariffario proposto dall'Autorità permetterà al cliente un utilizzo dell'attività di stoccaggio aderente alle proprie caratteristiche di domanda.

Rigassificazione

Un'altra novità per il sistema nazionale del gas è costituito dalle proposte dell'Autorità per le tariffe di utilizzo dei terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL). È previsto un regime che favorisca la predisposizione di nuovi punti di ingresso utilizzando l'importazione a mezzo nave; oggi in Italia esiste un solo impianto di questo tipo, quello di Panigaglia (in provincia di La Spezia) di proprietà Snam. L'approccio incentivante è giustificato dal ruolo importante che il GNL può svolgere nello sviluppo della concorrenza, con l'entrata in gioco di nuovi fornitori.

Distribuzione

Contemporaneamente alla diffusione del documento di consultazione sulla riforma delle tariffe di trasporto, nell'ottobre 2000 l'Autorità ha anche diffuso il documento per la consultazione sulle tariffe per la distribuzione locale del gas e per la vendita ai clienti vincolati. Su questi aspetti si era già svolto il processo di consultazione degli interessati, a seguito di un primo documento emesso dall'Autorità nel mese di aprile. L'ulteriore consultazione delle parti si è resa però necessaria a seguito di alcune novità introdotte dal dlgs. n. 164/00, recepito dall'Autorità.

A fine anno il processo di consultazione si è concluso e l'Autorità ha emesso le nuove tariffe di distribuzione insieme a quelle di vendita ai clienti vincolati, come si è visto nel paragrafo precedente.

Aggiornamento bimestrale delle tariffe gas per la parte relativa alla materia prima

Ai sensi della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52 entrata in vigore il 1° maggio 1999, nel corso del 2000 e nei primi mesi del 2001 si sono registrate le variazioni tariffarie esposte nella Tav. 5.1.

TAV. 5.1 **RIEPILOGO DELLE PIÙ RECENTI VARIAZIONI TARIFFARIE AI SENSI DELLA DELIBERA N. 52/99**

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA TARIFFE DEL GAS NATURALE lire/mc	VARIAZIONE DELLE TARIFFE DEL GPL lire/mc
22 dicembre 1999, n.195	1 gennaio 2000	+ 27,0	–
24 febbraio 2000, n.40	1 marzo 2000	+ 28,5	+ 165,8
21 aprile 2000, n.82	1 maggio 2000	+ 27,0	+ 80,6
22 giugno 2000, n.114	1 luglio 2000	+ 19,6	- 105,9
28 agosto 2000, n.160	1 settembre 2000	+ 21,8	+ 140,1
24 ottobre 2000, n.199	1 novembre 2000	+28,0	+ 227,7
28 dicembre 2000, n.245	1 gennaio 2001	+ 44,1	+102,1
20 febbraio 2001, n.28	1 marzo 2001	–	- 119,0

Le variazioni sono state originate dal forte incremento dei prezzi verificatosi sui mercati petroliferi internazionali già dai primi mesi del 1999 e proseguito per tutto il 2000. Ne è conseguito l'aumento dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati anche sul mercato nazionale. Solo dal mese di dicembre 2000 si è manifestata un'inversione di tendenza.

A questi aumenti ha concorso anche il deprezzamento dell'euro, e quindi della lira, nei confronti del dollaro. Da un cambio pari a 1,06578 dollari per euro registrato nella media del 1999, nel 2000 si è passati a un cambio medio di 0,92361 dollari per euro. La moneta europea ha quindi subito in media una svalutazione del 13,3 per cento (Fig. 5.1).

Per quanto riguarda le imposte sulle tariffe del gas è da segnalare che il governo, dopo le diminuzioni già deliberate con decorrenza 1 novembre 1999, 4 gennaio 2000 e 1 marzo 2000, ha ulteriormente modificato e ridotto le aliquote delle accise, sia del gas naturale che del GPL distribuiti in rete, dal 24 marzo 2000 e dal 3 ottobre 2000.

Nella Fig. 5.2 è riportato l'andamento della tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte a partire dal mese di marzo 1998.

FIG. 5.1 **TARIFFE DEL GAS NATURALE AL NETTO DELLE IMPOSTE: EVOLUZIONE RISPETTO AL PREZZO DEL PETROLIO**

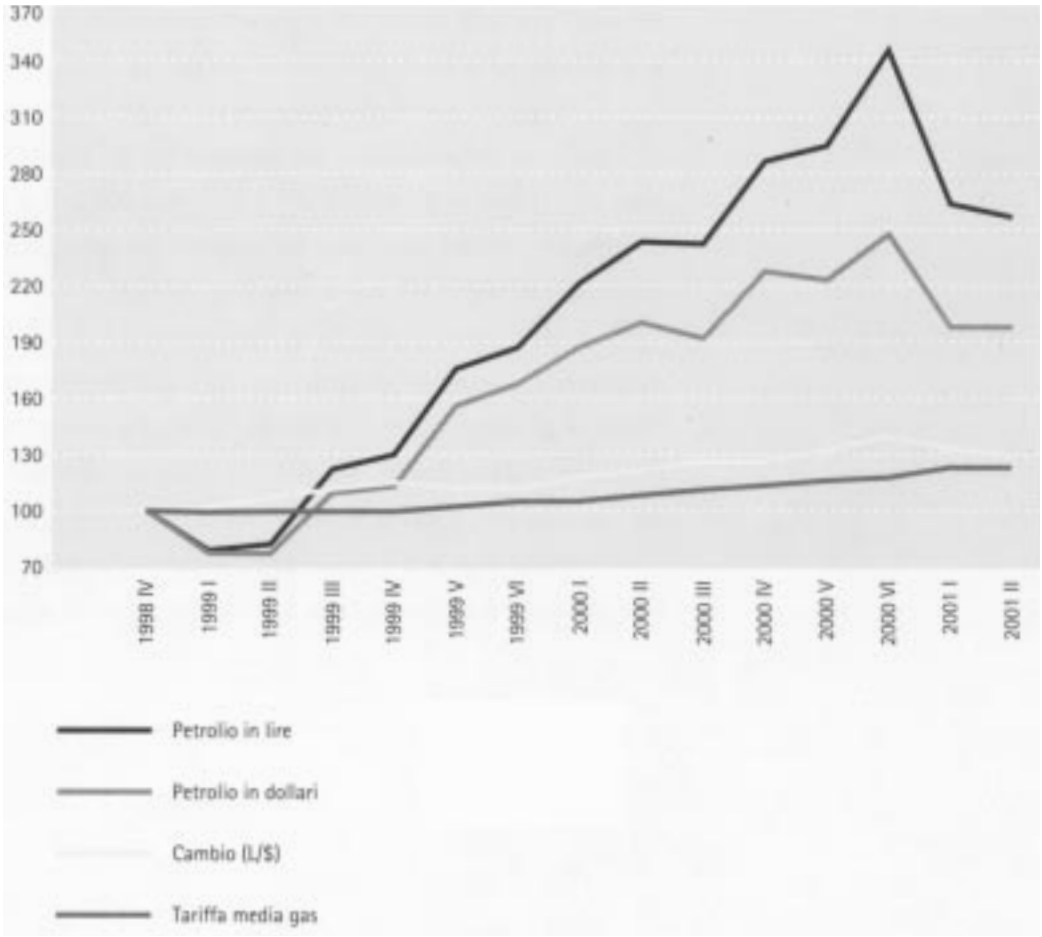
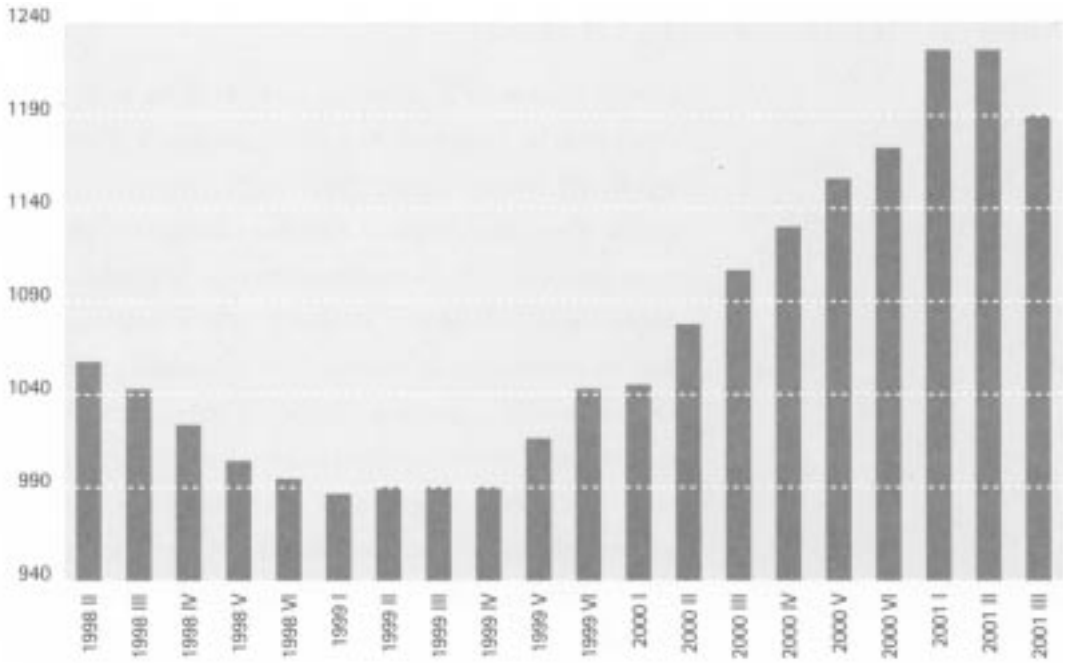


FIG. 5.2 TARIFFA MEDIA DEL GAS NATURALE AL LORDO DELLE IMPOSTE

Lire/mc



Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DI MERCATO

Autocertificazione dei clienti idonei

L'art. 22, comma 1, del dlgs. n. 164/00 ha individuato le categorie alle quali è attribuita la qualifica di cliente idoneo a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto stesso. Sull'applicazione del citato art. 22, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è chiamata a vigilare, ai sensi del comma 4 del medesimo articolo. Per l'espletamento di tale compito, l'Autorità ha ravvisato la necessità di individuare strumenti atti a verificare che le imprese del gas stipulino contratti di acquisto/vendita e facciano accedere al sistema i soggetti che ne hanno effettivamente diritto. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno stabilire criteri per l'accertamento da parte delle imprese del gas dell'idoneità dei clienti, in grado di contribuire al corretto funzionamento dell'intero sistema del gas e alla trasparenza del mercato.

Con delibera del 18 ottobre 2000, n. 193/00, *Adozione di disposizioni urgenti per l'esercizio dell'attività di vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'articolo 22, comma 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*, è stato introdotto l'obbligo per le imprese di richiedere ai clienti idonei una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà o altra idonea attestazione. Tale autocertificazione deve contenere, tra l'altro, la specificazione dei punti di misura del gas, ove avviene la vendita del gas naturale ad altro cliente idoneo o a valle dei quali avviene il consumo per uso proprio. È infatti necessario che l'acquisto, la vendita e l'accesso al sistema ai sensi del citato art. 22 siano effettuati tra clienti idonei in ogni fase di transazione, dal momento che l'art. 22 comma 2 stabilisce che soltanto a decorrere dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei.

Con successiva comunicazione 13 dicembre 2000, *Chiarimenti in ordine alla disciplina del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo nel mercato del gas naturale, ai compiti di vigilanza dell'Autorità e all'accesso alle reti di distribuzione*, l'Autorità è intervenuta per eliminare alcune incertezze che, nella fase di avvio della liberalizzazione del mercato, avrebbero potuto ostacolare l'accesso di nuovi operatori al sistema del gas. È stato precisato, tra l'altro, che la soglia minima per un cliente finale o per un componente del consorzio può essere raggiunta anche sommando i prelievi in più punti, purché in tali punti vi sia consumo per uso proprio e non una rivendita a un cliente non idoneo. L'Autorità ha inoltre stabilito che, fino all'adozione da parte delle imprese del codice di rete di cui all'art. 25, comma 5 del dlgs. n. 164/00, le imprese che svolgono attività di distribuzione definiscono, d'intesa con i clienti idonei, le altre condizioni del contratto esclusa la tariffa, tenendo

conto della prassi corrente. In caso di mancato accordo tra le parti, e su segnalazione di una di esse, l'Autorità interviene per definire le medesime condizioni e consentire fin da subito l'esercizio del diritto di accesso al sistema.

Attività di regolamentazione tecnica per la gestione del sistema (codici di rete, stoccaggio e distribuzione)

Nel marzo 2001 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha diffuso il documento di consultazione sui provvedimenti atti a garantire a tutti gli utenti delle reti di trasporto la libertà di accesso a parità di condizioni, la neutralità e la massima imparzialità delle attività di trasporto e dispacciamento, nonché gli obblighi delle imprese di trasporto, ai sensi dell'art. 24, comma 5 del dlgs. n.164/00.

Conclusa la consultazione, l'Autorità emanerà il provvedimento sui criteri e gli obblighi suddetti.

Entro tre mesi dall'emanazione di tale provvedimento le imprese di trasporto devono adottare i propri codici di rete, da sottoporre all'Autorità che provvederà alla verifica della loro conformità ai criteri da essa fissati.

Sono inoltre definiti dall'Autorità con provvedimenti collegati:

- con riferimento alla *connessione*, i criteri di realizzabilità tecnica ed economica degli allacciamenti alle reti di trasporto che li rendano obbligatori, se richiesti da un utente, ai sensi dell'art. 8, comma 2 del dlgs. n.164/00;
- con riferimento alla *distribuzione*, i criteri atti a garantire a tutti gli utenti delle reti di distribuzione la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità dell'attività di distribuzione in condizioni di normale esercizio ai sensi dell'art. 24, comma 5 del dlgs. n.164/00;
- con riferimento allo *stoccaggio*, oltre alle condizioni tariffarie, i criteri e le priorità di accesso atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di stoccaggio in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio ai sensi dell'art. 12, comma 7 del dlgs. n.164/00;
- con riferimento ai *terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto*, oltre alle condizioni tariffarie, i criteri atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità dell'utilizzo dei terminali di GNL in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che detengono terminali di GNL ai sensi dell'art. 24, comma 5 del dlgs. n.164/00;

- con riferimento alle *informazioni di esercizio*, il contenuto minimo di informazioni che le imprese che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento, le imprese che gestiscono impianti di liquefazione o terminali di GNL, le imprese di distribuzione e le imprese di stoccaggio sono tenute a scambiare con le altre imprese esercenti le stesse attività ai sensi dell'art. 20, commi 1 e 2 del dlgs. n. 164/00.

L'Autorità, nell'individuare i criteri per la predisposizione da parte delle imprese di propri codici di rete, nonché gli obblighi di tali imprese, persegue obiettivi generali stabiliti dalla propria legge istitutiva n.481/95 e obiettivi specifici stabiliti dall'art. 24, comma 5 del dlgs. n.164/00. Gli obiettivi generali sono la garanzia dell'efficacia e dell'efficienza del servizio, la promozione della concorrenza, la tutela degli interessi di utenti e consumatori, in particolare di quelli più deboli, la tutela del personale delle imprese, il rispetto dell'ambiente e del pubblico in generale, con particolare riguardo alla salvaguardia della sicurezza fisica delle persone e delle cose.

Gli obiettivi specifici sono la garanzia della libertà di accesso a parità di condizioni, la garanzia della massima imparzialità e la garanzia della neutralità.

L'Autorità riconduce il conseguimento degli obiettivi sopra indicati a un quadro di adempimenti e di obblighi, riferiti alle imprese e ai clienti idonei che accedono al loro servizio di trasporto, e agli utenti che si connettono alla rete, con la distinzione seguente:

- adempimenti che riguardano specificamente il rapporto contrattuale tra l'impresa e gli utilizzatori o gli utenti per la connessione. Essi vengono specificati nel codice di rete. L'Autorità non li stabilisce direttamente, ma fissa i criteri per la predisposizione del codice di rete, ovvero gli elementi in base ai quali giudicare se gli adempimenti stabiliti nel codice di rete conseguono gli obiettivi sopra indicati;
- obblighi di tipo informativo e operativo che non riguardano specificamente il rapporto contrattuale tra l'impresa e gli utilizzatori per il servizio o gli utenti per la connessione, ma necessari al conseguimento degli obiettivi. Tali obblighi non sono indicati nel codice di rete, ma sono fissati per i soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento dall'Autorità.

Al fine di conseguire efficacemente gli obiettivi sopra indicati un codice di rete deve presentare le caratteristiche di completezza, chiarezza, semplicità, generalità e flessibilità.

Caratteristiche dei codici di rete

Tali caratteristiche sono meglio garantite dall'uniformità dei codici di rete nel l'organizzazione della materia, nella terminologia e nella simbologia anche attraverso l'organizzazione del codice di rete in sezioni che corrispondano alla natura degli adempimenti da considerare e delle attività da disciplinare, e in capitoli che corrispondano alle singole situazioni o ai singoli processi operativi. In considerazione delle caratteristiche delle attività di trasporto e dispacciamento l'Autorità ha proposto la seguente organizzazione della materia:

- informazione, con specifici paragrafi relativi al contesto normativo, alla descrizione della rete, alla descrizione del servizio di trasporto, ai sistemi informativi;
- accesso al servizio di trasporto, con specifici paragrafi relativi a: requisiti di accesso al servizio, conferimento del servizio, realizzazione e gestione dei punti di consegna e riconsegna, procedure relative al rifiuto di accesso;
- utilizzo del servizio di trasporto, con specifici paragrafi relativi a: prenotazione e assegnazione, riassegnazione, bilanciamento operativo, bilanciamento amministrativo, gestione delle consegne e delle riconsegne, responsabilità attinenti all'utilizzo del servizio;
- qualità del servizio, con specifici paragrafi relativi a: standard di qualità del servizio, documentazione del servizio, gas non contabilizzato e consumi di rete;
- programmazione, con specifici paragrafi relativi a: previsione della domanda, pianificazione dei potenziamenti, programmazione e gestione delle manutenzioni;
- amministrazione, con specifici paragrafi relativi a: responsabilità di depositario fiscale e di depositario doganale, fatturazione e pagamento;
- emergenze, con specifici paragrafi relativi a: gestione delle emergenze di servizio, modalità di passaggio dal regime normale al regime di emergenza generale, modalità di passaggio dal regime di emergenza generale al regime normale.
- disposizioni transitorie e procedura di aggiornamento.

Il codice di rete viene inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, salvo naturalmente le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel codice, scelta della durata fra quelle contemplate, quantità, e così via. In questo, ci si richiama al paradigma inglese nel quale il Network Code ha la natura di *multi-party agreement*.

Gli obblighi attinenti all'accesso sono invece individuati secondo la classificazione seguente:

- obblighi di tipo informativo: informativa per il regolatore, accessibilità a impianti e sedi per le ispezioni dell'Autorità, valutazione di neutralità delle

nuove iniziative di diversificazione e espansione, piano di esercizio e di potenziamento, anagrafe dei prelievi e degli apparati di misurazione;

- obblighi di tipo operativo: certificazione ambientale, certificazione del sistema qualità, fornitura di ultima istanza, piano di emergenza, pronto intervento, coordinamento con gli altri codici di rete e i codici di stoccaggio e di GNL.

Il modello normativo (Fig. 5.3) contemplato nel documento di consultazione è illustrato nella figura che segue.

Come mostra la figura, accanto ai criteri e agli obblighi definiti dall'Autorità, quelli riguardanti la sicurezza e le regole nel dispacciamento di emergenza sono determinati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato con propri provvedimenti.

Una volta predisposti dalle imprese, i codici di rete sono sottoposti per la verifica all'Autorità che li approva entro tre mesi. Eventuali successive modifiche devono essere sottoposte per la verifica dell'Autorità.

FIG. MODELLO NORMATIVO DEGLI OBBLIGHI, COMPITI E OBIETTIVI PRINCIPALI NELLE ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO



Parere sulla definizione della rete nazionale dei gasdotti

Come già richiamato al Capitolo 3, il dlgs. n.164/00, di attuazione della direttiva 98/30/CE prevede, all'art. 9, che "la rete nazionale di gasdotti, inclusi i servizi accessori connessi, è individuata, sentita la Conferenza unificata e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, che provvede altresì al suo aggiornamento con cadenza annuale ovvero su richiesta di un'impresa che svolge attività di trasporto".

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rilasciato con delibera n.186/00 del 12 ottobre 2000 il parere allo schema di decreto inviato dal Ministro dell'industria in data 4 agosto 2000.

La rete nazionale di gasdotti viene individuata sulla base di sei criteri funzionali di tipo tecnico e di altrettante categorie come di seguito descritte:

- *gasdotti ricadenti in mare*: rientrano in questo criterio i gasdotti per l'attraversamento dello Stretto di Messina e del Canale di Sicilia, almeno per la parte posata entro il limite del mare territoriale;
- *gasdotti di importazione ed esportazione e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento*: rientrano in questo criterio i maggiori gasdotti della rete di trasporto, ovvero il gasdotto di importazione dall'Algeria (Mazara del Vallo-Minerbio), i gasdotti di importazione dalla Russia (Tarvisio-Sergnano, Tarvisio-Zimella, Pordenone-Istrana), il gasdotto di importazione dall'Olanda (Gries-Mortara), il gasdotto per il trasporto del gas di provenienza dal terminale di rigassificazione di GNL (Panigaglia - Cortemaggiore) e i gasdotti di esportazione verso la Svizzera, la Repubblica di San Marino e la Slovenia. Sono ricompresi in questo criterio anche le linee collegate a tali gasdotti necessarie al loro funzionamento. Esse sono costituite da gasdotti che rendono sicuro e completo il funzionamento dei gasdotti di importazione ed esportazione, consentendo di realizzare l'interscambio del gas di diversa provenienza e di garantire la fornitura ai prelievi maggiori anche in condizione di emergenza di approvvigionamento, qualora una delle fonti di importazione si dovesse interrompere;
- *gasdotti collegati agli stoccaggi*: rientrano in questo criterio i gasdotti che collegano gli stoccaggi di Brugherio, Cellino, Collalto, Cortemaggiore, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, San Salvo, Sergnano e Settala ai gasdotti individuati nei punti precedenti;
- *gasdotti interregionali funzionali al sistema nazionale del gas*: rientrano in questo criterio i gasdotti che presentano un grado di condivisione interregionale, riscontrabile attraverso l'appartenenza di tali gasdotti alla medesima struttura magliata dei gasdotti di importazione e attraverso l'assogget-

tamento al medesimo sistema di supervisione, coordinamento e controllo continuo. La condivisione per tali gasdotti si esprime soprattutto in condizioni di esercizio anomalo, quale può determinarsi per manutenzioni non programmate o indisponibilità di altri gasdotti, o particolari modalità di prelievo. In questo criterio sono compresi i gasdotti della cosiddetta dorsale adriatica, da Mestre a Brindisi, con le sue principali connessioni ai gasdotti di importazione dalla Russia e al gasdotto di importazione dall'Algeria, i gasdotti che collegano Emilia Romagna e Lombardia al Piemonte, altri gasdotti che presentano un grado di condivisione interregionale;

- *gasdotti funzionali direttamente o indirettamente al sistema nazionale del gas*: rientrano in questo criterio i gasdotti che collegano al resto delle rete nazionale le principali centrali di raccolta e trattamento della produzione nazionale. Infatti nella individuazione della rete si deve considerare non solo l'aspetto infrastrutturale, ma anche l'aspetto gestionale, per il quale il funzionamento della rete viene a dipendere dalle modalità con le quali si realizza l'immissione del gas. Le principali produzioni nazionali assumono una valenza di criticità ai fini della determinazione dell'assetto generale della rete nazionale e del suo bilanciamento, contribuiscono alla garanzia della sua sicurezza e al contenimento dei suoi costi di esercizio e richiedono uno stretto coordinamento fra il dispacciamento della rete nazionale e tali produzioni. In relazione agli aspetti di criticità sopra evidenziati l'Autorità ha proposto di considerare le produzioni che immettono almeno 0,5 Gmc/anno in un singolo punto di immissione. Con riferimento alle esigenze di funzionalità indicate e in particolare alle esigenze di funzionamento in condizioni tecniche di sicurezza del sistema nazionale del gas L'Autorità ha proposto di ritenere funzionali al sistema nazionale del gas i gasdotti Tmpc, Tenp, Tag, Transitgas e transtunisino, che trasportano ciascuno una quota rilevante dell'approvvigionamento nazionale. Le esigenze di funzionalità riguardano non tanto l'infrastruttura materiale, quanto i diritti d'uso dei quali sono titolari le società sopra indicate. L'Autorità ha suggerito di contemplare l'inserimento di tali diritti d'uso nella rete nazionale di gasdotti, almeno nella misura della quota di cui è titolare direttamente o indirettamente un'impresa del sistema nazionale del gas. Tuttavia, poiché tale ipotesi comporta implicazioni in tema di sovranità degli stati esteri, l'Autorità ha suggerito di valutare l'opportunità di procedere con ulteriori approfondimenti in tema di diritto internazionale;
- *gasdotti di cui ai criteri precedenti che risultano attualmente in costruzione o per i quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni*: in questo criterio sono compresi i gasdotti Masera-Mortara, il gasdotto Bernalda-Brindisi, il gasdotto Zimella-Poggio Renatico, il gasdotto Pontremoli-Parma.

Il decreto di individuazione della rete nazionale di gasdotti è stato emanato il 22 dicembre 2000, e pubblicato nella G.U. 23 gennaio 2001, serie generale n. 18. La rete così individuata si estende per 8.337 km, dei quali 463 in completamento, o con istruttoria già in corso a quella data.

Unbundling amministrativo e contabile

Il 13 marzo 2001 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha diffuso un documento per la consultazione con tutti i soggetti interessati sulla separazione contabile e amministrativa delle oltre 750 imprese operanti nel settore del gas naturale e delle altre imprese che distribuiscono gas attraverso reti. Sul documento è stata fissata la data del 25 maggio 2001 entro la quale gli interessati possono inviare commenti, suggerimenti e altre proposte che ritengano appropriate.

L'Autorità ha proposto i criteri da seguire per la separazione societaria, quando richiesta dall'attuale normativa, per mantenere separate sotto il profilo amministrativo e gestionale le attività delle imprese integrate che erogano servizi nel settore, in modo da evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza, promuovendo l'efficienza e adeguati livelli di qualità dei servizi.

La separazione contabile ha l'obiettivo di rendere trasparenti le disaggregazioni delle componenti patrimoniali ed economiche anche ai fini della determinazione degli oneri afferenti il servizio universale di fornitura del gas e rendere omogenei i bilanci dei soggetti giuridici che erogano i servizi.

Sono stati previsti obblighi particolari di informazione per permettere all'Autorità, nel rispetto della riservatezza dei dati aziendali, di esercitare le proprie funzioni di regolazione e consentire la verifica dei costi delle prestazioni.

Le proposte dell'Autorità interessano la generalità delle imprese e non prevedono deroghe in funzione delle dimensioni aziendali, perché le soluzioni proposte sono ritenute sufficientemente flessibili. Le disposizioni che saranno deliberate dall'Autorità al termine del processo di consultazione dovranno essere adottate a partire dalla redazione del bilancio di esercizio che si conclude tra l'1 luglio 2002 e il 30 giugno 2003.

Ai fini della separazione amministrativa e contabile, particolare rilievo ha la proposta dell'Autorità per la definizione dei confini e dei contenuti delle varie attività, così identificate: coltivazione, importazione, attività di GNL, stoccaggio, trasporto e dispacciamento, esportazione, attività di cliente grossista-intermediario, distribuzione, vendita ai clienti finali. Ulteriori attività sono: attività elettriche, attività per servizi a imprese del gas naturale, attività all'estero, attività diverse.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente

L'attività di verifica svolta dall'Autorità, in merito alla corretta applicazione della normativa tariffaria vigente da parte degli esercenti, ha riguardato:

- gli aggiornamenti bimestrali delle tariffe definiti in applicazione della delibera dell'Autorità n. 52/99;
- le determinazioni tariffarie relative ai nuovi esercizi e a quelli che hanno concluso il periodo di avviamento, calcolate in base al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996.

Per quanto concerne gli aggiornamenti bimestrali, è stata effettuata la verifica dei livelli tariffari applicati agli utenti nel corso dell'anno 2000, comunicati all'Autorità dagli esercenti nei mesi di gennaio-febbraio 2001.

Sono pervenute le comunicazioni relative a 1040 esercizi; la verifica effettuata dagli uffici dell'Autorità ha evidenziato errori tariffari in 61 casi (dei quali 9 riguardanti la distribuzione di gas naturale, 52 la distribuzione di GPL).

Nel corso del 2000 sono state esaminate le determinazioni tariffarie relative alla distribuzione del gas naturale in:

- 24 esercizi di recente definizione;
- 16 esercizi che hanno concluso il periodo di avviamento prescritto e per i quali è prevista la determinazione di una nuova struttura tariffaria.

Difformità nella determinazione delle tariffe sono state riscontrate in due casi per i quali, su segnalazione dell'Autorità, gli esercenti hanno provveduto alla rettifica.

Nel corso delle verifiche tariffarie, sono emerse attività di distribuzione di GPL effettuate tramite reti canalizzate in 23 località per le quali gli esercenti non avevano comunicato le relative determinazioni tariffarie. Per queste situazioni è stata richiesta la documentazione di rito e sono state controllate le tariffe applicate.

Accertamenti tecnici e verifiche sugli esercenti

Nell'anno 2000 non sono state avviate nuove istruttorie a carico degli esercenti. Si sono però conclusi nel corso del 2000 alcuni interventi avviati dall'Autorità a seguito di controlli tecnici effettuati presso le aziende nel corso del 1999: tali interventi hanno comportato la riduzione delle tariffe per circa 22.000 utenti.

6. L'ATTIVITÀ SVOLTA: QUALITÀ DEL SERVIZIO E TUTELA DI CONSUMATORI E UTENTI

INTRODUZIONE

Nel corso del 2000 l'Autorità ha proseguito nella definizione di un nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio elettrico e gas. La nuova regolazione comporta un notevole sviluppo rispetto a quella precedente, basata sulla Carta dei servizi. Si è infatti passati da standard autodefiniti dagli esercenti a livelli di qualità definiti dall'Autorità e validi per tutti gli esercenti. Le procedure di rimborso su richiesta degli utenti interessati sono state, inoltre, sostituite da indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti. Infine, con riferimento alla continuità del servizio, è stato introdotto un meccanismo di regolazione completamente nuovo che fornisce stimoli economici al suo miglioramento attraverso il collegamento tra la qualità e la tariffa.

Per quanto riguarda il gas, con la delibera 2 marzo 2000, n. 47 l'Autorità ha emanato la direttiva concernente la *Disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas* entrata in vigore il 1° gennaio 2001. I nuovi standard nazionali di qualità commerciale sono uniformi su tutto il territorio e obbligatori per tutti gli esercenti con oltre 5.000 clienti. Anche con riferimento al pronto intervento, gli obblighi previsti dalla delibera n. 47/00 si applicano a tutti gli esercenti anche se aventi meno di 5.000 clienti.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti è invece contenuta nella delibera 28 dicembre 2000 n. 236. La delibera è finalizzata alla salvaguardia della sicurezza fisica delle persone e delle cose, alla riduzione dei divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, nonché alla tutela dei clienti e dell'ambiente attraverso il contenimento delle dispersioni di gas metano in atmosfera.

Le norme sulla sicurezza e sulla continuità del servizio di distribuzione del gas riguardano gli impianti a monte del contatore e definiscono indicatori di qualità tecnica per le attività rilevanti ai fini della sicurezza e della continuità della distribuzione.

Per quanto riguarda il settore elettrico, con la delibera 3 agosto 2000, n. 143, recante modificazioni e integrazioni delle delibere n. 128/99 e n. 202/99, e con la delibera 3 agosto 2000, n. 144, recante la determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2000-2003, l'Autorità ha definito gli standard per ridurre le interruzioni del servizio elettrico. Gli standard valgono per le principali imprese distributrici, interessando nel complesso circa 30 milioni di utenti. Gli standard di continuità del servizio determinati

dall'Autorità fissano il percorso di miglioramento obbligatorio che ogni impresa distributrice deve rispettare negli anni dal 2000 al 2003. Sono previsti incentivi per gli esercenti che riusciranno a migliorare più di quanto stabilito e sanzioni in caso di inadempienza.

Nell'ambito dell'attività di controllo l'Autorità ha, inoltre, emanato la delibera 13 dicembre 2000, n. 225 (di seguito: delibera n. 225/00) con la quale ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Enel distribuzione in merito alla comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica relativi alle regioni Calabria, Campania e Sicilia per gli anni 1998 e 1999 rivelatisi non veritieri. Con successiva delibera 3 maggio 2001, n. 99 l'Autorità ha comminato una sanzione pecuniaria all'Enel a motivo di tali comunicazioni.

La valutazione dei reclami, istanze e segnalazioni inviati da associazioni dei consumatori, dagli utenti e da altri soggetti interessati costituisce un'attività di primaria importanza per l'Autorità. Oltre a interventi di rettifica e di natura interpretativa, l'attività di valutazione ha infatti permesso all'Autorità di raccogliere informazioni e contributi preziosi sullo stato dei servizi, ponendola in grado di adeguare il proprio operato alle reali esigenze del paese.

REGOLAMENTAZIONE E CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI

Nel corso del 2000, l'attività svolta dall'Autorità sulla qualità del servizio ha seguito tre direzioni principali:

- è stata completata la definizione della nuova disciplina di misurazione e regolazione della qualità commerciale per il servizio elettrico e il gas. Dal 1° luglio 2000, sono diventati efficaci i nuovi standard specifici nazionali di qualità del servizio elettrico e il nuovo sistema di indennizzi automatici agli utenti da parte degli esercenti nel caso di mancato rispetto degli standard stessi per cause imputabili agli esercenti. Dal 1° gennaio 2001, sono entrati in vigore sia gli standard generali per il servizio elettrico sia tutti gli standard di qualità commerciale per il servizio gas (vedi oltre in questo paragrafo);
- per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, è stata data attuazione alla nuova disciplina di regolazione relativa ai livelli generali di continuità per le interruzioni senza preavviso lunghe, anche tramite l'effettuazione di controlli sugli esercenti e la conduzione di istruttorie formali per l'irrogazione di sanzioni nel caso di dati di continuità non veritieri (vedi il paragrafo seguente);
- per il servizio di distribuzione del gas, è stata definita, dopo ampia consultazione, la disciplina di regolazione relativa alla sicurezza e continuità del

servizio gas (vedi il paragrafo: *La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas*).

La nuova regolazione della qualità commerciale

La "qualità commerciale" si riferisce alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti (per esempio: preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposte a reclami e richieste scritte di informazioni), alla puntualità degli appuntamenti con gli utenti, alle caratteristiche di frequenza di lettura dei consumi degli utenti e di adeguatezza delle modalità di fatturazione.

Prima dell'introduzione della nuova regolazione, la qualità commerciale era disciplinata da norme che trovano origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici. Le norme sono state integrate e modificate dalla legge 11 luglio 1995, n. 273, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 18 settembre 1995, con il quale è stato emanato lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas, e dall'articolo 11 del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286. Quest'ultimo articolo, fatte salve le funzioni e i compiti dell'Autorità, rimanda la ridefinizione complessiva della materia alle direttive dell'Autorità stessa, mentre nelle more mantiene provvisoriamente in vigore lo schema generale di riferimento.

Il meccanismo delle Carte dei servizi, com'è definito dalla normativa sopra citata non fornisce, tuttavia, sufficienti garanzie dei diritti degli utenti. Per prima cosa, vengono lasciati agli esercenti ampi margini di discrezionalità nella definizione degli standard di qualità. Il risultato finale è che gli stessi standard sono spesso "prudenziali", non vengono sistematicamente aggiornati e risultano essere disomogenei e differenziati su base locale senza che queste differenze siano sempre riconducibili a oggettive condizioni territoriali. Inoltre, viene lasciata agli esercenti la possibilità di determinare autonomamente le modalità procedurali e l'entità dei rimborsi in caso di mancato rispetto di alcuni standard specifici. Conseguentemente, quasi tutti gli esercenti hanno scelto una procedura del rimborso basata sull'istanza dell'utente che ha subito il disservizio, meccanismo quest'ultimo di assai minor efficacia rispetto a quello del rimborso automatico. Da ultimo, la metodologia seguita e gli strumenti utilizzati dagli esercenti nella raccolta dei dati relativi al rispetto della Carta dei servizi presentano caratteristiche diseguali e diversi gradi di completezza.

Per ovviare a tali limiti, l'Autorità ha definito un nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio.

Nel corso dell'anno 2000 l'Autorità ha completato, anche per il settore gas, la definizione della nuova regolazione della qualità commerciale introdotta per il settore elettrico con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201. Con la delibera 3 marzo 2000, n. 47, l'Autorità ha definito gli standard specifici e generali di qualità per il servizio di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti urbane.

La regolazione della qualità commerciale avviene attraverso la definizione di standard specifici e generali di qualità. Scopo della regolazione è quello di definire standard nazionali, minimi e obbligatori per tutti, tesi alla tutela degli utenti da un lato e, dall'altro, al miglioramento medio complessivo del sistema.

Standard specifici e standard generali

Gli standard di qualità si suddividono in standard specifici e standard generali.

Gli **standard specifici di qualità** *si riferiscono alle singole prestazioni da garantire al cliente; essi rappresentano il tempo massimo entro cui deve essere garantita ogni singola prestazione. Per esempio: tempo massimo di attivazione: cinque giorni lavorativi.*

Gli **standard generali di qualità** *si riferiscono al complesso delle prestazioni rese ai clienti; diversamente dagli standard specifici, indicano qual è la percentuale minima di utenti a cui deve essere garantita la prestazione richiesta entro un determinato tempo. Per esempio; almeno 90% di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte entro venti giorni lavorativi.*

Il nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio comporta un notevole passo in avanti rispetto alla precedente regolazione della Carta dei servizi in quanto:

- sono stati definiti dall'Autorità, dopo ampia consultazione con i soggetti interessati, standard di qualità nazionali, validi per tutti gli esercenti con più di 5000 utenti[1], superando il regime precedente degli standard autodefiniti dagli esercenti, generalmente senza consultazione e differenziati localmente;
- sono stati introdotti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti, superando il regime precedente, basato su procedure di rimborso su richiesta degli utenti interessati, che si è dimostrato inefficace;
- sono state uniformate le modalità di registrazione dei tempi di effettuazione delle prestazioni, superando la precedente difformità nelle misurazioni tra un'azienda e l'altra.

I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni esercente deve assicurare ai propri clienti del mercato vincolato. Gli esercenti hanno la facoltà di definire propri standard, solo se migliorativi (o ulteriori) rispetto a quelli definiti dall'Autorità.

I nuovi standard definiti dall'Autorità, avvicinandosi ai casi di eccellenza presenti nel settore, superano dunque, nello stesso tempo, gli standard di qualità fino a oggi autonomamente definiti dagli esercenti dei servizi nelle proprie Carte dei servizi, e le notevoli diversità di trattamento degli utenti nelle differenti zone del paese che queste comportavano. La Tav. 6.1 indica i valori precedentemente in vigore nelle Carte dei servizi dei principali esercenti il servizio elettrico a confronto con i valori definiti dall'Autorità.

1 Per il servizio gas, con riferimento al pronto intervento, gli obblighi previsti dalla delibera n. 47/00 si applicano a tutti gli esercenti anche se aventi meno di 5.000 clienti.

TAV. 6.1 **CONFRONTO TRA GLI STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA NELLE CARTE DEI SERVIZI E LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ DEFINITI DALL'AUTORITÀ PER GLI UTENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE**

LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ	STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI NELLE PROPRIE CARTE DEI SERVIZI (Giorni di calendario[A])						LIVELLI SPECIFICI DEFINITI DALL'AUTORITÀ (Giorni lavorativi)[B]
	ENEL (1999)	ACEA ROMA	AEM MILANO	AEM TORINO	ACEGAS TRIESTE	ASM BRESCIA	
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	25-55	23	30	12	30	25	15
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE LAVORI SEMPLICI	50-80	ND	14	12	30	20	15
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	10-20	5	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE SU RICHIESTA DELL'UTENTE	12-15	10	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	1	1	1	1	1	1	1

(A) Esclusi gli standard di qualità relativi al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espressi in giorni lavorativi.
(B) Escluso il livello di qualità relativo al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espresso in giorni feriali.

È stato previsto che l'introduzione degli standard nazionali di qualità commerciale avvenga con la necessaria gradualità:

- dal 1° luglio 2000 sono entrati in vigore gli standard specifici di qualità commerciale del servizio elettrico;
- dal 1° gennaio 2001 sono entrati in vigore gli standard specifici di qualità commerciale del servizio gas e gli standard generali di qualità per entrambi i servizi.

Nel caso in cui gli standard specifici di qualità commerciale definiti dall'Autorità non siano rispettati per cause non dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o all'utente stesso, l'impresa esercente deve pagare un rimborso automatico agli utenti interessati.

L'entità degli indennizzi è di 50.000 lire per gli utenti domestici e piccoli consumatori di gas, di 100.000 lire per gli utenti non domestici del servizio elettrico alimentati in bassa tensione e per gli utenti del servizio gas con consumi intermedi, di 200.000 lire per gli utenti del servizio elettrico alimentati in media tensione e per i grandi utenti del servizio gas.

L'automaticità di tali rimborsi supera in efficacia i meccanismi di rimborso su richiesta degli utenti previsti nelle Carte dei servizi, che hanno dimostrato di non funzionare.

Rimborsi automatici agli utenti del servizio elettrico: II semestre 2000

Dal 1° luglio 2000 sono in vigore 5 standard specifici di qualità commerciale del servizio elettrico, soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto per cause imputabili agli esercenti. Sulla base dei dati inviati dagli esercenti all'Autorità entro il 31 marzo 2001, è possibile fornire un primo quadro degli effetti dell'introduzione dei nuovi standard specifici soggetti a indennizzi automatici.

I rimborsi automatici ai clienti interessati sono previsti nei casi in cui non siano rispettati gli standard specifici di qualità commerciale per cause imputabili all'esercente e non per cause dovute a forza maggiore (intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti di terzi) o a responsabilità di terzi o al cliente stesso (quali la mancata presenza del cliente a un appuntamento concordato con l'esercente per l'effettuazione di sopralluoghi necessari all'esecuzione della prestazione richiesta o per l'esecuzione della prestazione stessa, ovvero qualsiasi altro fatto imputabile al cliente).

L'entità dei rimborsi è definita dall'Autorità, ed è maggiore per le tipologie di utenti che hanno maggiori costi di uso dell'energia e della rete. I rimborsi automatici devono essere corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile e comunque entro novanta giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non riesce a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento (Tav. 6.2).

La corresponsione del rimborso automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subito; a tale proposito è stata prevista un'apposita comunicazione nella bolletta di accredito del rimborso.

In base ai dati forniti all'Autorità dagli esercenti relativamente al II semestre 2000, è possibile altresì fornire un primo quadro degli effetti dell'attuazione della nuova regolazione della qualità commerciale nel settore elettrico. I dati definitivi saranno pubblicati dall'Autorità nel Rapporto annuale sulla qualità del servizio*; sono in corso verifiche e controlli tecnici sui dati forniti dagli esercenti. Nel corso del II semestre del 2000 sono stati corrisposti ai clienti complessivamente 4.771 rimborsi, di cui 2.599 da parte dell'Enel e 2.172 da parte di altre imprese distributrici (tra queste, Acea Roma ha corrisposto 1.996 rimborsi) (Tav. 6.3). I rimborsi dovuti per i casi di mancato rispetto degli standard specifici avvenuti nell'ultimo parte del semestre saranno corrisposti nei primi mesi del 2001 e non sono computati nelle tabelle indicate.*

Nel 1999, con il precedente regime dei rimborsi, sono stati riconosciuti dalle imprese distributrici solo 22 rimborsi (2 da parte di Enel), a fronte di oltre 8.000 casi di mancato rispetto degli standard definiti dalle imprese distributrici nelle proprie Carte dei servizi. Fino a tutto il 1999, infatti, i rimborsi venivano riconosciuti solo su richiesta degli utenti interessati e, inoltre, non riguardavano gli utenti alimentati in media tensione (cfr. Tav. 2.22).
L'analisi regionale dei rimborsi accreditati da Enel mostra una maggiore concentrazione nelle regioni Sicilia e Lazio.

TAV. 6.2 **RIMBORSI PREVISTI DALLA DELIBERA DELL'AUTORITÀ N. 201/99**

Lire

VALORE DEL RIMBORSO	CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA PER USI DOMESTICI	CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA PER USI NON DOMESTICI	CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA
DA ACCREDITARE AL CLIENTE ENTRO 90 GIORNI	50.000	100.000	200.000
SE ACCREDITATO OLTRE 90 GIORNI MA ENTRO 180 GIORNI	100.000	200.000	400.000
SE ACCREDITATO OLTRE 180 GIORNI	250.000	500.000	1.000.000

TAV. 6.3 **RIMBORSI CORRISPOSTI AI CLIENTI NEL II SEMESTRE 2000 PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DI QUALITÀ COMMERCIALE**

II semestre 2000

	NUMERO DI RIMBORSI ACCREDITATI AI CLIENTI	AMMONTARE DEI RIMBORSI ACCREDITATI AI CLIENTI (Milioni di lire)
ENEL	2.599	233
ALTRE IMPRESE DISTRIBUTRICI (> 5.000 utenti BT)	2.172	193
TOTALE	4.771	426

TAV. 6.4 **DISTRIBUZIONE PER REGIONE DEI RIMBORSI (SOLO GRUPPO ENEL)**

II semestre 2000

	NUMERO DI RIMBORSI ACCREDITATI AI CLIENTI	AMMONTARE DEI RIMBORSI ACCREDITATI AI CLIENTI (Milioni di lire)
PIEMONTE	79	5,6
VAL D'AOSTA	6	0,4
LOMBARDIA	4	0,3
TRENTINO ALTO ADIGE	9	0,8
VENETO	37	3,0
FRIULI VENEZIA GIULIA	28	2,2
LIGURIA	122	10,4
EMILIA ROMAGNA	39	2,5
TOSCANA	44	3,2
UMBRIA	46	12,0
MARCHE	48	8,7
LAZIO	516	41,4
ABRUZZO	43	3,4
MOLISE	1	0,1
CAMPANIA	216	22,3
PUGLIA	48	3,8
BASILICATA	15	1,3
CALABRIA	174	11,2
SICILIA	922	86,4
SARDEGNA	202	14,2
TOTALE ENEL	2.599	232,8

Le direttive sulla qualità commerciale dedicano un'attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare all'utente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale:

- una volta all'anno, tutti gli utenti devono ricevere informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti dall'impresa esercente nel corso dell'anno;
- l'impresa esercente deve informare ogni utente, che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e del rimborso previsti;
- l'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio sia nel settore elettrico sia in quello del gas, i tempi medi di effettuazione delle prestazioni, come dichiarato dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per le diverse cause).

L'attuazione della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 1999 l'Autorità ha emanato due provvedimenti sulla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica:

- la delibera 1° settembre 1999, n. 128 per la definizione di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio;
- la delibera 28 dicembre 1999, n. 202 per la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Entrambi i provvedimenti hanno dispiegato i propri effetti a partire dall'anno 2000. Nel corso del 2000 sono stati quindi assunti alcuni provvedimenti attuativi della nuova regolazione della continuità del servizio elettrico. In particolare:

- la delibera 3 agosto 2000, n. 143, recante modificazioni e integrazioni delle deliberazioni dell'Autorità n. 128/99 e n. 202/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 199 del 26 agosto 2000;
- la delibera 3 agosto 2000, n. 144, recante la determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2000-2003.

In particolare, con la delibera n. 144/00, per dare attuazione alla nuova regolazione della continuità del servizio elettrico, l'Autorità ha definito gli standard per ridurre le interruzioni del servizio elettrico. Gli standard valgono

per le principali imprese distributrici per un totale di circa 30 milioni di utenti in bassa tensione (famiglie, artigianato, commercio, piccole imprese) e 100.000 utenti in media tensione (medie e grandi imprese industriali e di servizi). Gli standard di continuità del servizio determinati dall'Autorità fissano il percorso di miglioramento obbligatorio che ogni impresa distributrice deve rispettare negli anni dal 2000 al 2003. Il miglioramento medio nel periodo è pari al 34% a livello complessivo, ma è differenziato in modo da ottenere recuperi più veloci dove la continuità del servizio è attualmente peggiore. La regolazione della continuità adottata per il periodo 2000-2003 stimolerà le imprese distributrici a investire nel miglioramento della continuità, soprattutto nelle zone del paese in cui i livelli di continuità sono meno soddisfacenti. Gli utenti del servizio elettrico dovrebbero beneficiare, nel corso dei prossimi quattro anni, di un miglioramento sostanziale dei valori medi di continuità del servizio.

Il rispetto degli obblighi di miglioramento tendenziale dovrà essere assicurato dalle imprese distributrici a fronte della tariffa unica nazionale esistente.

Le imprese distributrici che riusciranno a migliorare in misura maggiore del tasso di miglioramento tendenziale definito dall'Autorità potranno recuperare i maggiori costi sostenuti. Viceversa, per gli ambiti dove non sarà rispettato il percorso di miglioramento tendenziale, le aziende dovranno pagare una penalità. Un fondo nazionale, alimentato dalle penalità e da una piccola parte della tariffa, consente di pagare alle imprese distributrici il recupero dei maggiori costi sostenuti.

Gli esercenti che non riusciranno a rispettare in ciascun ambito territoriale gli obiettivi annui di miglioramento dovranno versare delle penalità proporzionali alla differenza tra il livello effettivo e lo standard. Per gli esercenti che riusciranno a ottenere miglioramenti superiori agli obiettivi prefissati sono previsti riconoscimenti di costi. Il provvedimento dell'Autorità tende a far convergere tutti gli ambiti dello stesso tipo verso lo stesso livello di continuità del servizio, anche se le differenze iniziali sono molto pronunciate.

L'approvazione della delibera n. 144/00 è stata preceduta da una campagna di controlli tecnici a campione presso gli esercenti, per verificare l'accuratezza e la precisione dei dati di continuità relativi agli anni 1998 e 1999, sulla base dei quali l'Autorità ha definito i livelli effettivi base e i livelli tendenziali di continuità per gli anni 2000-2003.

Indici di accuratezza e precisione della registrazione delle interruzioni

Al fine di accertare, ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, della delibera n. 202/99, la validità dei dati forniti dagli esercenti, sono stati effettuati a campione controlli tecnici presso i principali esercenti. L'Autorità ha allo scopo sviluppato due indici per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici:

- *un indice di* **accuratezza**, *che ha l'obiettivo di dare una stima della completezza e della correttezza delle registrazioni effettuate dagli esercenti relative alle interruzioni originate sulla rete MT. L'indice di accuratezza è costruito classificando le interruzioni in relazione agli errori riscontrabili nelle registrazioni e assegnando un peso differenziato in relazione alla gravità di tali errori. Il peso maggiore è assegnato alla mancata registrazione di un'interruzione. Il peso minore è assegnato alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, pari a 1 minuto nell'istante di inizio, nonché alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, compreso fra 1 e 10 minuti nell'istante di fine. Pesi intermedi vengono assegnati ad altre tipologie di registrazioni incomplete o inesatte. Nel caso in cui nella registrazione di una stessa interruzione sia stato riscontrato più di un tipo di incompletezza o inesattezza, la registrazione viene classificata in base al tipo di incompletezza o inesattezza più grave. L'indice di accuratezza può assumere al massimo il valore 100%, che esprime la massima accuratezza.*
- *un indice di* **precisione**, *che ha l'obiettivo di dare una stima della approssimazione complessiva del valore dell'indicatore di riferimento fornito dall'esercente all'Autorità in relazione alle registrazioni effettuate dallo stesso esercente. Dal momento che, ai fini dell'approssimazione complessiva, gli errori di registrazione possono compensarsi, l'indice di precisione tiene conto con segno algebrico diverso degli errori in difetto e degli errori in eccesso. L'indice di precisione è calcolato solo sulle interruzioni senza preavviso lunghe con origine sulla rete MT registrate dall'esercente, confrontando la durata complessiva di interruzione del campione di interruzioni esaminato correttamente calcolata con quella calcolata dall'esercente. Un indice di precisione pari a 0% esprime la massima precisione.*

Tenendo conto che le interruzioni non registrate non concorrono al calcolo dell'indice di precisione, mentre concorrono al calcolo dell'indice di accuratezza, è necessario considerare congiuntamente i due indici. L'Autorità ha ritenuto che i dati di continuità del servizio, forniti dagli esercenti ai sensi dell'art. 2, comma 2.3, della delibera n. 202/99, relativi agli anni 1998 e 1999 e suddivisi per ambito territoriale, non siano validi agli effetti indicati dall'art. 2, comma 2.4, della delibera n. 202/99, qualora in esito ai controlli tecnici effettuati sulle modalità di registrazione delle interruzioni non risultino livelli elevati di accuratezza e di precisione e, in particolare, se anche una sola delle seguenti condizioni non è soddisfatta:

1. indice di accuratezza maggiore di 90%;

2. indice di precisione compreso tra –3% e +3%.

Attività di vigilanza

Con la delibera 13 dicembre 2000, n. 225, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Enel Distribuzione S.p.A., ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, per avere fornito alla medesima Autorità informazioni non veritiere in merito ai valori degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica previsti dall'art. 2, comma 2.3, della delibera n. 202/99 relativi alle regioni Calabria, Campania e Sicilia per gli anni 1998 e 1999.

L'istruttoria formale si è svolta nei primi mesi dell'anno 2001, secondo le modalità previste dall'art. 4 della delibera 30 maggio 1997, n. 61. La società Enel Distribuzione ha presentato una memoria difensiva e ha richiesto un'audizione con l'Autorità, che si è tenuta in Milano il giorno 12 febbraio 2001. A conclusione dell'istruttoria, l'Autorità ha irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pecuniaria di 90 miliardi di lire (delibera 3 maggio 2001, n. 99), e ha avviato un'ulteriore istruttoria per ridefinire i livelli tendenziali di continuità per gli ambiti territoriali delle tre regioni interessate (delibera 3 maggio 2001, n. 100). Quest'ulteriore istruttoria formale si è resa necessaria in quanto i dati non veritieri erano già stati utilizzati dall'Autorità per l'adozione della delibera 3 agosto 2000, n. 144, che dovrà essere quindi parzialmente revocata. L'Autorità ha presentato uno schema di provvedimento con il quale gli ambiti territoriali delle tre regioni interessate saranno definiti in modo da raggiungere, al 2004, gli stessi risultati di riduzione delle interruzioni previsti inizialmente.

La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 28 dicembre 2000, n. 236, con la quale ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

La sicurezza del servizio consiste nella salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; la sicurezza del servizio dipende dall'odorizzazione[2] del gas, dalla riduzione delle fughe di gas, attraverso sia l'ispezione della rete di distribuzione sia la protezione catodica[3] delle reti in acciaio, e da un servizio di pronto intervento in grado di intervenire tempestivamente in caso di chiamata.

La continuità del servizio di distribuzione del gas consiste nella mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti. Il gas dovrebbe essere fornito con continuità ai clienti, in quanto le interruzioni del servizio possono esporre i clienti a rischi per la sicurezza all'atto della riattivazione dell'erogazione del gas nonché provocare loro danni e disagi. Tuttavia, per motivi tecnici, non è possibile raggiungere l'assenza assoluta di interruzioni.

Il provvedimento emanato dall'Autorità si è posto, quindi, i seguenti scopi:

- con riferimenti alla sicurezza, da una parte salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose e, dall'altra, tutelare l'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- con riferimenti alla continuità, tutelare i clienti con il miglioramento della continuità del servizio riducendo il numero e la durata delle interruzioni;
- in generale, ridurre i divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e di controlli per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, fissando per il periodo 2002-2003 i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori di sicurezza e di continuità. In Tav. 6.5 e in Tav. 6.6 sono riportati i livelli nazionali base e di riferimento rispettivamente per la sicurezza e per la continuità del servizio.

---

2 Per odorizzazione del gas si intende l'introduzione nel gas distribuito, di per sé privo di odore, di una sostanza chiamata odorizzante che conferisce al gas il caratteristico odore agliaceo; tale odore consente di avvertire nell'aria la presenza del gas prima che esso raggiunga percentuali pericolose in grado di provocare esplosioni.

3 L'utilizzo della protezione catodica sulle tubazioni in acciaio riduce il fenomeno della corrosione delle tubazioni stesse per correnti vaganti nei terreni e, di conseguenza, il danneggiamento delle tubazioni con possibile innesco di fughe di gas.

TAV. 6.5 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI SICUREZZA

INDICATORE DI SICUREZZA	LIVELLO BASE	LIVELLO DI RIFERIMENTO
PERCENTUALE ANNUA DI RETE IN ALTA E IN MEDIA PRESSIONE SOTTOPOSTA A ISPEZIONE	30%	90%
PERCENTUALE ANNUA DI RETE IN BASSA PRESSIONE SOTTOPOSTA A ISPEZIONE	20%	70%
NUMERO ANNUO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE PER CHILOMETRO DI RETE ISPEZIONATA	0,8	0,1
NUMERO ANNUO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE SU SEGNALAZIONE DI TERZI PER CHILOMETRO DI RETE	0,8	0,1
NUMERO ANNUO CONVENZIONALE DI MISURE DEL GRADO DI ODORIZZAZIONE DEL GAS PER 1000 CLIENTI FINALI	calcolato in base al numero di utenti serviti e alla lunghezza totale della rete	0,5

TAV. 6.6 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI CONTINUITÀ

INDICATORE DI CONTINUITÀ	LIVELLO BASE %	LIVELLO DI RIFERIMENTO %
NUMERO DI CLIENTI FINALI CON TEMPO DI PREAVVISO NON INFERIORE A 3 GIORNI LAVORATIVI PER INTERRUZIONI CON PREAVVISO	70	95
NUMERO DI CLIENTI FINALI CON DURATA EFFETTIVA DELL'INTERRUZIONE LUNGA CON PREAVVISO NON SUPERIORE ALLE 4 ORE	70	90

Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione[4] come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Per ciascun ambito territoriale e per ciascuno degli indicatori riportati in Tav. 6.5 e in Tav. 6.6 l'Autorità calcolerà a partire dai dati comunicati dai distributori il livello effettivo di indicatore della sicurezza e della continuità (per esempio, il livello effettivo di rete in bassa pressione ispezionata per un dato impianto di distribuzione). A ogni indicatore verrà assegnato un punteggio variabile tra il valore zero, per un livello effettivo minore o uguale al livello nazionale base, e il valore pari a 100 per un livello effettivo maggiore o uguale al livello di riferimento.

La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimolerà i distributori al miglioramento dei propri livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione, ecc.) e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito. Il distributore è tenuto a comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (Cig) ogni emergenza o incidente che lo abbia coinvolto.

L'applicazione della regolazione della sicurezza e della continuità sarà graduale e precisamente:

- per tutte le imprese di distribuzione a partire dal 2001 decorrono gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- dal 1° gennaio 2002 ogni impresa distributrice con più di 5.000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 utenti allacciati) è tenuta a predisporre e a mantenere costantemente aggiornato un registro nel quale riportare i dati riguardanti la sicurezza e la continuità;

4 L'impianto di distribuzione è una rete di gasdotti locali tra di loro collegati, per mezzo dei quali viene distribuito il gas; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli allacciamenti fino ai punti di consegna o di vendita e dai gruppi di misura; l'impianto di distribuzione può essere gestito da uno o più esercenti.

- per ogni impresa distributrice con più di 5.000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 utenti allacciati):
  - decorre l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata entro il 1° luglio 2001, termine prorogato al 1° gennaio 2002 se la cartografia viene predisposta su supporto informatico;
  - decorre il rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità a partire dal 1° gennaio 2002.

Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione della sicurezza e della continuità. In base a tale verifica, l'Autorità potrà estendere l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione sono stati esonerati, individuare ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio, modificare gli obblighi di servizio o introdurne di nuovi

LA TUTELA DEL RAPPORTO DI UTENZA

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio elettrico: effetti della nuova regolazione

Dal 1° luglio 2000 è pienamente in vigore la delibera 28 dicembre 1999, n.200, che fissa condizioni contrattuali minime garantite per tutti i clienti vincolati del mercato elettrico.

La completa entrata in vigore della direttiva ha comportato l'unificazione delle principali clausole contenute nei contratti di somministrazione in forza di quanto previsto dall'art. 1339 del codice civile e ha determinato un clima più certo nei rapporti fra clienti ed esercenti. Alcuni aspetti del rapporto contrattuale sono stati infatti meglio delineati e riequilibrati a favore del cliente, altri sono passati da mere prassi aziendali autodefinite dagli esercenti a regole il cui mancato rispetto comporta per l'esercente stesso la possibilità di incorrere in un procedimento sanzionatorio.

Va rilevato che il comportamento dell'operatore dominante è stato generalmente poco innovativo, mai avvalendosi della possibilità di offrire al cliente servizi alternativi pur prefigurati nella direttiva. Gli altri operatori hanno dimostrato invece più attenzione al cliente e non si sono sistematicamente adeguati al solo rispetto delle regole minime.

Fra le novità introdotte si ricordano le procedure e i vincoli per regolamentare e limitare i casi in cui l'esercente può operare il distacco della fornitura e, in particolare, la necessità di informare il cliente prima di procedere al distacco; l'impossibilità di distaccare nei giorni festivi e prefestivi o di distac-

Le condizioni di fornitura per i clienti vincolati

Periodicità di lettura dei misuratori: *la lettura del contatore deve essere effettuata almeno una volta all'anno dall'esercente. Il cliente deve avere però la possibilità di verificare autonomamente la lettura del proprio contatore e comunicare la lettura con sistemi approntati dall'esercente il servizio. L'esercente che non predisponga di un adeguato sistema di autolettura deve garantire due letture nell'arco di dodici mesi.*

Periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento: *l'esercente deve fatturare bimestralmente i consumi ai clienti domestici e ai clienti non domestici con potenza impegnata non superiore ai 30 kW; deve invece fatturare mensilmente i consumi dei clienti con potenza superiore ai 30 kW e dei clienti alimentati in media tensione. L'esercente può emettere fatture d'acconto utilizzando modalità di calcolo che riducano al minimo lo scostamento tra consumi presunti e reali. Il cliente ha 20 giorni di tempo per pagare la bolletta dal giorno della sua emissione. Deve essere messa a disposizione almeno una modalità di pagamento gratuito della bolletta.*

Interessi di mora in caso di ritardato o mancato pagamento della bolletta: *nel caso di ritardo nel pagamento della bolletta il cliente deve corrispondere all'esercente un interesse pari al tasso ufficiale di sconto, maggiorato del 3,5 per cento. Tuttavia i clienti domestici che hanno pagato con puntualità le bollette per almeno due anni, pagano, per i primi dieci giorni di ritardo, solo il tasso legale di interesse (attualmente pari al 2,5 per cento).*

Condizioni, modalità e tempi di distacco della fornitura da parte dell'esercente: *l'esercente non può effettuare la sospensione della fornitura in alcune specifiche situazioni: quando l'energia venga utilizzata per il funzionamento di apparati di cura; quando il debito del cliente sia inferiore o uguale al deposito cauzionale versato; nei giorni festivi e prefestivi; quando, nel caso di esercenti multiservizio, il cliente sia moroso per una fornitura diversa dall'energia elettrica; quando, scaduti i termini per il pagamento ma non quelli successivamente indicati dall'esercente per evitare la sospensione della fornitura, il cliente abbia pagato ma l'esercente non sia a conoscenza dell'avvenuto pagamento; quando il contratto preveda fattispecie generiche e non dettagliate; quando si verifichino delle contestazioni a seguito di malfunzionamento del contatore e si proceda a effettuare una ricostruzione dei consumi; quando non sia stato sottoscritto il contratto di somministrazione.*

Ricostruzione consumi: *in caso di malfunzionamento del contatore l'esercente potrà ricostruire i consumi del cliente partendo dal momento esatto del guasto, se individuabile; viceversa la ricostruzione potrà riguardare solo gli ultimi dodici mesi di consumo del cliente, calcolati dal giorno di accertamento della rottura. Il cliente potrà contestare i risultati della ricostruzione.*

Rateizzazione dei corrispettivi dovuti dai clienti: *in caso di conguagli particolarmente elevati, il cliente può ottenere di pagare il corrispettivo con rate successive, purché il debito superi le 50.000 lire. Sulle somme pagate a rate i clienti devono corrispondere agli esercenti gli interessi pari al tasso ufficiale di sconto.*

Deposito cauzionale: *l'esercente può richiedere al cliente, al momento della stipulazione del contratto, il versamento di un deposito cauzionale o di analoga garanzia. La somma depositata è fruttifera e deve essere restituita, al termine del rapporto, maggiorata degli interessi calcolati secondo il tasso legale. L'esercente non può richiedere alcuna somma a titolo di anticipo sui consumi. Il cliente non può subire un distacco per debiti il cui valore sia uguale o inferiore al deposito versato. I clienti domestici che hanno predisposto il pagamento delle bolletta attraverso domiciliazione bancaria o postale, o che pagano con carta di credito, sono esentati dal versamento del deposito.*

Modalità di reclamo: *l'esercente deve informare i clienti sulle modalità e procedure di reclamo, rendendo anche disponibile un formulario prestampato per semplificare l'inoltro dei reclami. Tali procedure e modalità devono tenere conto delle esigenze dei clienti disabili e anziani.*

care per un debito inferiore o uguale al valore del deposito cauzionale; l'eliminazione dell'anticipo sulla fornitura e l'introduzione di un obbligo in capo all'esercente, che decida di richiederlo, di remunerare il deposito cauzionale; procedure certe per la ricostruzione dei consumi in caso di accertato malfunzionamento del gruppo di misura; la possibilità per il cliente di ottenere la rateizzazione di fatture di conguaglio particolarmente onerose.

Nel tentativo di diffondere la conoscenza dei nuovi diritti dei consumatori elettrici l'Autorità ha provveduto a mettere a punto una scheda informativa con i contenuti della delibera n. 200/99, che è stata pubblicata sul sito Internet dell'Autorità e diffusa alle associazioni dei consumatori.

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio gas

Analogamente a quanto già disposto per il servizio elettrico e illustrato nel paragrafo precedente, l'Autorità ha ritenuto di redigere un documento di consultazione che reca il titolo *Condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas naturale a clienti finali attraverso reti di gasdotti locali*, approvato il 6 dicembre 2000. Il documento contiene la proposta di una direttiva volta a definire condizioni contrattuali minime e inderogabili che tutti gli esercenti il servizio di vendita devono garantire ai clienti del mercato vincolato e che gli stessi esercenti devono proporre ai clienti del mercato libero.

Altre condizioni contrattuali potranno essere regolate dall'Autorità anche nel corso del periodo di regolazione tariffaria.

Il settore del gas naturale sta attraversando un processo di profonda trasformazione, che interessa non solo i soggetti esercenti, ma anche i clienti finali.

Come è noto, il dlgs n. 164/00, liberalizzando il mercato del gas naturale, stabilisce che dal 1° gennaio 2003 sono idonei tutti i clienti finali del servizio gas, mentre i clienti il cui consumo sia superiore a duecentomila metri cubi di gas all'anno sono già riconosciuti idonei dalla data di entrata in vigore dello stesso decreto. Il decreto prevede altresì che, a decorrere dal 1° gennaio 2002, l'attività di vendita venga separata dall'attività di distribuzione e venga svolta da un soggetto esercente diverso. Esso prevede, infine, che a partire dal 1° gennaio 2003 tale attività sia completamente liberalizzata.

Il settore del gas naturale sta, quindi, assumendo un nuovo assetto. Tenendo conto che nel periodo di transizione la maggior parte dei clienti finali appartiene ancora al mercato vincolato, l'Autorità ha ritenuto che fosse necessario imporre ai soggetti esercenti il servizio il rispetto di alcuni vincoli per la tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori.

Nel documento per la consultazione l'Autorità, in particolare, propone che vengano garantite ai clienti del mercato vincolato condizioni contrattuali rispondenti a criteri di tutela e tali da costituire obblighi minimi inderogabili dagli esercenti, eventualmente migliorabili a favore dei clienti. Le stesse condizioni contrattuali vengono proposte anche ai clienti del mercato libero affinché questi possano concordare con l'esercente il servizio di vendita le condizioni contrattuali più adeguate alle proprie esigenze.

La proposta di direttiva contenuta nel documento di consultazione si applica, oltre che agli esercenti il servizio di vendita del mercato interno del gas naturale ai sensi del dlgs. n.164/00, anche agli esercenti il servizio di vendita a mezzo reti di altri gas ai sensi dell'art. 1, comma 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481, che fa riferimento ai servizi di pubblica utilità e si applica sia all'attività di vendita svolta separatamente dall'attività di distribuzione sia all'attività di vendita svolta congiuntamente.

Tra le condizioni di erogazione del servizio di vendita, che assumono particolare rilevanza per il cliente del mercato vincolato e che, pertanto, l'Autorità ha ritenuto necessario regolare, vi sono in particolare le seguenti:

- periodicità di lettura dei gruppi di misura;
- periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento;
- penalità in caso di ritardato o mancato pagamento;
- condizioni, modalità e tempi di sospensione della fornitura da parte dell'esercente;
- rateizzazione dei corrispettivi dovuti dai clienti;
- deposito cauzionale;
- modalità di reclamo;
- clausola di recesso del contratto di somministrazione.

Il documento di consultazione prevede che la direttiva proposta non esaurisca i suoi effetti nel momento in cui tutti i clienti saranno idonei, a motivo della probabile permanenza nel mercato liberalizzato di soggetti in posizione dominante che potranno ostacolare la formazione di offerte concorrenti tra cui il consumatore possa scegliere, nonché della difficoltà, per i consumatori di minori dimensione, di attrezzarsi istantaneamente per confrontare offerte diverse e operare una scelta razionale. L'Autorità ritiene pertanto che l'estensione dell'idoneità alla totalità dei consumatori non debba comportare il venir meno di misure di tutela, dirette in particolare verso le categorie meno protette, affinché esse possano cogliere tutti i benefici della concorrenza.

Per far sì che la liberalizzazione costituisca una opportunità anche per i clienti meno informati e contrattualmente meno tutelati (le famiglie e le piccole realtà produttive), l'Autorità intende verificare l'impatto che la completa liberalizzazione del mercato della vendita avrà sui clienti e si riserva, nell'os-

servanza dei fini a essa assegnati dalla legge n. 481/95 e delle competenze attribuite dal dlgs n.164/00, di adottare disposizioni che favoriscano lo sviluppo della concorrenza nel rispetto dei diritti degli utenti.

Codici di condotta commerciale

La delibera 29 dicembre 1999, n. 204, ha radicalmente modificato il sistema tariffario per il servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introducendo margini di flessibilità nel rapporto tra le imprese esercenti e i propri clienti. In particolare, il sistema di prezzi fissati amministrativamente è stato sostituito con un nuovo sistema nel quale sono gli esercenti stessi a sottoporre all'Autorità per l'approvazione le opzioni tariffarie che intendono offrire alla propria clientela, nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità medesima. Anche per i clienti domestici il nuovo sistema tariffario consente agli esercenti l'offerta di opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe definite dall'Autorità.

Al fine di tutelare i clienti nel rapporto con l'esercente, oltre ai meccanismi di regolazione tariffaria previsti dalla normativa vigente, l'Autorità ha ritenuto necessario imporre alle imprese la predisposizione di un Codice di condotta commerciale, di uno strumento cioè orientato ad agevolare e ottimizzare la scelta del cliente fra opzioni tariffarie alternative proposte dallo stesso esercente.

Il Codice di condotta commerciale deve infatti contenere norme di comportamento finalizzate a garantire al cliente del mercato vincolato la necessaria trasparenza e correttezza nell'offerta di opzioni tariffarie base e speciali. A tale scopo l'esercente, attraverso il Codice di condotta commerciale, si assume impegni concreti nei confronti della propria clientela. I doveri di informazione, di cui l'esercente deve farsi carico, riguardano tutte le fasi del rapporto commerciale con la clientela relative all'offerta delle opzioni tariffarie: dall'eventuale lancio di campagne promozionali delle nuove opzioni alla trattativa con il cliente; dal momento in cui vengono rese disponibili le informazioni fondamentali riguardanti una specifica tipologia di utenza alla proposta individualizzata rivolta a ciascun cliente; dalla stipulazione del contratto alla sua scadenza.

Nel corso del 2000, 128 esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica hanno sottoposto all'Autorità per l'approvazione i propri Codici di condotta commerciale. Tuttavia, al fine di evitare che si creassero disparità di trattamento tra i clienti del mercato vincolato serviti da questi esercenti e tutti gli altri, l'Autorità ha ritenuto opportuno definire e introdur-

re un Codice di condotta commerciale, con validità dal 1° gennaio 2001, nei confronti dei soggetti esercenti che non avevano adempiuto all'obbligo di presentazione del Codice entro il 31 dicembre 2000. Gli obblighi imposti agli esercenti elettrici dal Codice definito dall'Autorità sono elencati di seguito.

Analogamente a quanto già attuato nell'ambito elettrico, l'Autorità è intervenuta nel settore gas approvando il 28 dicembre 2001 la delibera n. 237, che introduce un nuovo ordinamento tariffario anch'esso articolato su tariffe e opzioni tariffarie base e speciali. L'Autorità ha ritenuto che il Codice di condotta commerciale fosse lo strumento idoneo a garantire, anche in tal caso, un'informazione trasparente e corretta nell'offerta delle opzioni tariffarie ai clienti del mercato vincolato.

A differenza di quanto disposto per il mercato elettrico, l'Autorità ha subito provveduto a delineare un Codice di condotta commerciale che tutti gli esercenti sono tenuti a rispettare nel momento in cui offrono alla propria clientela le diverse opzioni tariffarie. Tale scelta è stata determinata dalla particolare configurazione del settore del gas, caratterizzato dalla presenza di oltre settecentocinquanta distributori, alcuni dei quali anche di piccolissime dimensioni, a fronte della necessità di garantire ai clienti condizioni omogenee di informazione e trasparenza.

Il codice di condotta commerciale, entrato in vigore con la delibera n. 237/00, presenta gli stessi contenuti di quello definito dall'Autorità per gli esercenti elettrici che non l'avevano spontaneamente presentato entro il 31 dicembre 2000: l'obiettivo perseguito è infatti sotto questo profilo lo stesso in entrambi i settori.

Codici di condotta commerciale per il servizio elettrico e il gas: contenuto della delibera n. 242/00 e dell'allegato 1 alla delibera n. 237/00

Articolo 1

L'esercente fornisce al cliente, prima della sottoscrizione del contratto e in occasione della proposta di opzioni tariffarie e di loro eventuali modifiche, informazioni, documenti e il necessario supporto affinché il cliente sia posto in grado di scegliere la soluzione o le soluzioni più vantaggiose e di conoscere i contenuti del contratto da sottoscrivere e le garanzie previste nel presente codice di condotta commerciale.

Articolo 2

In occasione di campagne pubblicitarie, l'esercente individua e rende disponibili gli strumenti idonei a garantire al cliente informazioni complete per l'offerta di opzioni tariffarie, qualora il mezzo di comunicazione utilizzato non consenta di fornire tali informazioni direttamente.

Articolo 3

In occasione dell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali, l'esercente fornisce individualmente a tutti i clienti ai quali vengono offerte tali opzioni, compresi i nuovi clienti, stime comparative della spesa associata alle diverse opzioni che tengano conto delle caratteristiche di consumo proprie del cliente interessato.

Articolo 4

Quando l'esercente non ripropone tra le nuove opzioni tariffarie una tariffa corrispondente a quella applicata l'anno precedente, ne dà informazione al cliente con adeguato preavviso, indicando in termini comparativi la tariffa più conveniente in base ai dati di consumo del cliente nel corso degli ultimi dodici mesi.

Articolo 5

L'esercente fornisce ai clienti informazioni sull'uso efficiente dell'energia con riferimento alle opzioni tariffarie offerte e sulle modalità da seguire per una corretta e sicura gestione di impianti e apparecchiature.

Articolo 6

L'esercente diffonde il codice di condotta commerciale affinché tutti i clienti ne abbiano notizia anche informando i clienti circa le condizioni e le caratteristiche tecniche di fornitura dell'energia elettrica e i livelli di qualità commerciale dei servizi erogati.

Diritto fisso e cambio di contratto per la fornitura di energia elettrica

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996 recante modificazioni ai provvedimenti del CIP in materia di contributi di allacciamento, di Cassa conguaglio per il settore elettrico e di sovrapprezzo per i nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate reca la previsione che "*per modifiche contrattuali, subentri e volture derivanti da richieste degli utenti, che non comportino aumenti della potenza a disposizione, è dovuto all'impresa fornitrice un diritto fisso di lire 98.000*". Fra le modifiche contrattuali rientrano le richieste avanzate dall'utenza relativamente a cambi delle tariffe. Tali richieste, nell'ordinamento tariffario precedente a quello definito con la delibera n. 204/99, costituivano un fatto episodico dal momento che le tariffe erano amministrate per tutte le tipologie di utenza ed erano generalmente associate a un determinato impegno di potenza. Non era pertanto frequente il caso in cui una modifica contrattuale fosse richiesta solo con riferimento a una modifica tariffaria. Nel nuovo ordinamento il cliente del mercato vincolato si trova nella condizione di scegliere fra opzioni tariffarie base e opzioni tariffarie speciali e, nel caso dell'utenza domestica, tra tariffe base e opzioni tariffarie ulteriori. Tale facoltà di scelta consente al cliente di individuare di volta in volta l'opzione tariffaria che meglio risponde alle sue esigenze di consumo. Poiché la possibilità di ottimizzare le scelte costituisce un elemento fondamentale del nuovo ordinamento tariffario introdotto dall'Autorità, la corresponsione di un diritto fisso in caso di modifiche delle opzioni tariffarie rappresentava un ostacolo che era necessario rimuovere. La delibera 13 settembre 2000, n. 170 recante *Modificazione e integrazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996 in materia di modifiche contrattuali per la fornitura di energia elettrica* si è proposta di adeguare la disposizione citata al nuovo ordinamento tariffario. A tal fine è stato aggiunto un comma al capitolo I, titolo IV del decreto che prevede l'esclusione dall'obbligo di corresponsione di un diritto fisso nel caso di modifiche contrattuali consistenti nella sola variazione di opzione tariffaria o nella variazione da tariffa a opzione tariffaria, quando questa non comporti aumenti della potenza massima a disposizione o passaggi da una tipologia di utenza a un'altra. I costi amministrativi connessi alle operazioni di modifica dell'opzione tariffaria applicata a un cliente, che non comporti aumenti della potenza massima a disposizione o passaggi a diversa tipologia di utenza, rientrano nei costi commerciali associati all'attività di vendita già riconosciuti in tariffa.

Valutazione di reclami, istanze e segnalazioni

Tra il maggio 2000 e il 30 aprile 2001 sono stati trasmessi all'Autorità da parte dei consumatori e delle loro associazioni 551 comunicazioni contenenti reclami, richieste di informazione e segnalazioni riguardanti i servizi di energia elettrica e gas. I reclami hanno rappresentato il 68,6 per cento dei casi, mentre le richieste di informazione e le segnalazioni sono state rispettivamente il 24,7 per cento e il 6,7 per cento del totale. Questi dati risultano confermare quanto già emerso anche per lo stesso periodo dell'anno precedente, mentre, se si prende in considerazione il peso che ciascun settore riveste sul totale delle comunicazioni arrivate, risulta rafforzato il peso del settore elettrico che passa dal 68 al 70 per cento del totale delle comunicazioni trasmesse.

In linea generale si sono rivolti agli uffici dell'Autorità un numero crescente di consumatori e utenti; rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente i reclami inoltrati sono aumentati del 77,5 per cento e le richieste di informazione dell' 86,3 per cento.

Se si procede a una disamina settoriale (Tav. 6.8), fra gli argomenti portati all'attenzione dell'Autorità assumono particolare rilevanza per quanto riguarda il settore elettrico, le interruzioni della fornitura (21,5 per cento), le tariffe (18,1 per cento), i problemi connessi alla fatturazione (12,2 per cento) e quelli relativi all'allacciamento della fornitura (10,9 per cento) e alla corretta applicazione delle clausole contrattuali (9,8 per cento). Più nel dettaglio, il 44 per cento dei casi tariffari è costituito da richieste di informazione, connesse principalmente all'entrata in vigore del nuovo ordinamento tariffario, mentre, per quanto riguarda la continuità del servizio elettrico, ben l'85,5 per cento dei casi segnalati è costituito da reclami per effettivi disservizi subiti. Con riferimento allo specifico problema l'Autorità, oltre a delineare gli interventi strutturali illustrati all'inizio di questo capitolo, sta operando affinché gli esercenti forniscano ai clienti che hanno subito il disservizio le informazioni più dettagliate possibili sulle origini del disservizio stesso in modo che i clienti siano posti nella condizione di avvalersi di tali informazioni in sede di eventuale richiesta di risarcimento danni presso la magistratura ordinaria.

Tra le clausole contrattuali che hanno sollevato più controversie va ricordata quella relativa al deposito cauzionale. Molti clienti hanno avuto difficoltà a comprendere il passaggio dall'anticipo sui consumi al deposito cauzionale, e i clienti non domestici hanno lamentato l'esclusione dalla possibilità, offerta ai clienti domestici, di sostituire la domiciliazione bancaria o postale dei pagamenti al versamento di un deposito, e hanno richiesto l'intervento dell'Autorità affinché gli esercenti si avvalessero anche di forme di garanzia diverse dal deposito cauzionale consentite dalla delibera n. 200/99.

Per quanto riguarda il settore del gas i reclami hanno rappresentato il 65,4 per cento dei casi segnalati, le richieste di informazione il 31 per cento e le segnalazioni il 3,6 per cento. Gli argomenti che sono stati maggiormente oggetto di comunicazione sono stati i contratti (18,8 per cento), la fatturazione (18,2 per cento), gli allacciamenti (9,9 per cento) e la morosità (8,5 per cento). Nell'ambito della fatturazione le controversie più frequenti hanno riguardato le modalità di calcolo dei consumi a conguaglio e il metodo di attribuzione dei consumi stimati o in acconto, mentre per quanto riguarda i contratti, analogamente a quanto è avvenuto nel caso elettrico, l'argomento che ha fatto registrare il maggior numero di controversie è stato quello dei depositi cauzionali. L'entrata in vigore della deliberazione n. 200/99 (vedi sopra) è stata alla radice di una parte dei reclami relativi al deposito cauzionale, in quanto i clienti gas hanno ritenuto che quanto previsto per il settore elettrico fosse già esteso anche al settore gas.

Per quanto riguarda le tariffe (15,2 per cento dei casi trasmessi), sono pervenute da parte dei consumatori e delle loro associazioni alcune richieste, tra le altre, riguardanti chiarimenti sull'applicazione della normativa tariffaria (8), sulla verifica delle tariffe (5), sull'applicazione delle imposte (4).

TAV. 6.7 **RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONE E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ**

Periodo maggio 1999 - aprile 2000 e maggio 2000 - aprile 2001

	RECLAMI		RICHIESTE DI INFORMAZIONE		SEGNALAZIONI		TOTALE	
	99/00	00/01	99/00	00/01	99/00	00/01	99/00	00/01
ENERGIA ELETTRICA	150	270	46	85	13	31	209	386
GAS	63	108	27	51	19	6	99	165
TOTALE	213	378	73	136	22	37	308	551

TAV. 6.8 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONE RICEVUTI DALL'AUTORITÀ**

Periodo maggio 2000 - aprile 2001

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Interruzioni	83	21,5
Tariffe	70	18,1
Fatturazione	47	12,2
Allacciamenti	42	10,9
Contratti	38	9,8
Distacchi	22	5,7
Ricostruzione consumi	16	4,1
Morosità	5	1,3
GAS		
Contratti	31	18,8
Fatturazione	30	18,2
Allacciamenti	15	9,9
Morosità	14	8,5
Tariffe	25	15,2
Sicurezza	7	4,2
Imposte	10	6,2

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

INTRODUZIONE

Perseguire l'obiettivo di una regolazione settoriale equa e in linea con le decisioni nazionali e gli sviluppi internazionali, in particolare europei, richiede all'Autorità per l'energia elettrica e il gas un costante lavoro di coordinamento e di raccordo con gli altri soggetti istituzionali. L'Autorità è parte attiva in organismi *ad hoc* creati per il coordinamento delle attività e l'approfondimento di tematiche di interesse comune quali i *Forum* per la regolazione dell'energia elettrica e del gas e il *Council of the European Energy Regulators* (CEER); offre la propria collaborazione a qualificati organismi internazionali, come l'OCSE e il FMI.

Garantire la massima trasparenza nei processi decisionali è obiettivo fatto proprio dall'Autorità. Per questo essa, sin dall'inizio della sua attività, ha definito procedure di consultazione con le parti interessate ai suoi provvedimenti e con le associazioni che ne rappresentano gli interessi. L'obiettivo della trasparenza è altresì perseguito attraverso un accesso diffuso e puntuale ai provvedimenti e ai documenti prodotti dall'Autorità, cui contribuisce il sito Internet, migliorato nella struttura e nella grafica.

Particolare rilevanza assume l'attività di controllo sulla qualità dei servizi resi ai consumatori e utenti. Il processo di liberalizzazione del settore energetico non deve infatti avvenire a scapito degli utenti finali, soprattutto dei più piccoli. Nel corso del 2000 l'Autorità ha effettuato numerosi controlli di natura tecnica, dedicando particolare attenzione alla verifica della continuità del servizio elettrico.

RAPPORTI CON ISTITUZIONI PUBBLICHE

Rapporti con Governo e Parlamento

In occasione dell'emanazione del parere sullo schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea 98/30/CE da parte delle competenti Commissioni parlamentari, l'Autorità è stata ascoltata rispettivamente dalla Commissione attività produttive della Camera dei deputati il 14 marzo 2000 e dalla Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica il 21 marzo 2000. In entrambe le occasioni è stata presentata una memoria con osservazioni e proposte di modifica del decreto. Nella stessa occasione, sono stati altresì presentati i confronti internazionali dei prezzi e delle tariffe del gas metano.

Le osservazioni dell'Autorità sullo schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea 98/30/CE sono state invece presentate al Governo in data 13 aprile 2000.

Il 4 aprile 2000, l'Autorità ha sottoposto alla Commissione territorio, ambiente e beni culturali del Senato il contenuto di una memoria concernente la tutela della salute dagli effetti dell'inquinamento elettromagnetico all' interno del nuovo ordinamento tariffario.

Sempre nel mese di aprile l'Autorità ha presentato una proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di concessione al Gestore della rete di trasmissione nazionale delle attività di trasmissione e di dispacciamento, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere b) e d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e per la proposta al medesimo Ministro della convenzione tipo di cui all'art. 3, comma 8 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Nel mese di agosto l'Autorità ha predisposto per il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e per il Ministro del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica una nota informativa sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico in cui venivano enunciati i criteri per la determinazione dei parametri di cui all'art. 5, commi 1 e 9, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000.

Nello stesso periodo l'Autorità ha presentato al Governo le sue osservazioni e proposte per la disciplina del mercato elettrico di cui all'art. 5 del dlgs. 16 marzo 1999, n. 79.

Il 12 ottobre 2000 l'Autorità, come previsto dall'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio, 2000, n. 164, ha espresso il suo parere al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sullo schema di decreto per l'individuazione dell'ambito della rete nazionale di gasdotti e contestualmente ha formulato osservazioni e proposte allo stesso Ministro ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera a) della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Il 24 ottobre l'Autorità è stata chiamata in audizione presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati. In tale occasione è stata presentata una memoria concernente la situazione e le prospettive del settore energetico in Italia.

Il 6 dicembre del 2000, l'Autorità ha presentato al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato un'ulteriore proposta in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'art.3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, mentre, il 9 gennaio 2001 l'Autorità è stata sentita in audizione davanti alla Commissione bilancio, tesoro e programmazione della Camera dei deputati e ha presentato una memo-

ria sull'impatto dei processi di privatizzazione nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Infine, il 27 febbraio 2001 l'Autorità ha presentato al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato una proposta sullo schema delle concessioni dell'attività di distribuzione di energia elettrica di cui all'art. 9 del dlgs. n. 79/99.

Nella stessa data, l'Autorità ha inviato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato una segnalazione sui possibili effetti delle iniziative di Enel S.p.A. nel settore delle comunicazioni.

RELAZIONI INTERNAZIONALI

Attività dei *Forum* dei regolatori dell'Unione europea

Nel periodo compreso tra maggio 2000 e maggio 2001 l'Autorità ha preso parte alla sesta riunione del *Forum* europeo per la regolazione dell'energia elettrica, svoltasi a Firenze il 9 novembre 2000, e alla seconda e terza riunione del *Forum* europeo per la regolazione del gas, tenutesi a Madrid rispettivamente il 11 e 12 maggio e il 26 e 27 ottobre 2000

Il Forum *per la regolazione dell'energia elettrica è stato istituto nel 1988 dalla Commissione europea per affrontare questioni relative alla creazione di un effettivo mercato interno dell'elettricità. Alle riunioni, che hanno luogo due volte l'anno presso l'Istituto Universitario Europeo, nelle vicinanze di Firenze, partecipano i rappresentanti dei regolatori nazionali, degli Stati membri e della Commissione europea. Partecipano altresì i gestori delle reti nazionali di trasmissione, i rappresentanti dei* trader, *dei consumatori e delle borse elettriche.*

Le questioni di maggior rilievo discusse nell'ambito del Forum *riguardano gli scambi transnazionali di energia elettrica, con particolare riferimento alla determinazione dei corrispettivi di accesso e di uso della rete di trasmissione internazionale, alla gestione delle congestioni e allo sviluppo di nuova capacità di interconnessione.*

Parallelamente, nel 1999 la Commissione europea ha deciso di istituire un Forum per la regolazione del gas. Le riunioni del Forum *si tengono a Madrid con frequenza semestrale sotto il patrocinio della Commissione europea e della* Fundación de Estudios de Regulación. *Tra i temi discussi nell'ambito del Forum si ricordano i criteri per la determinazione dei corrispettivi in caso di scambi transfrontalieri, l'allocazione e la gestione della capacità, in caso di scarsità di quest'ultima, e l'armonizzazione delle condizioni commerciali a livello comunitario.*

Il *Forum* di Firenze

Il sesto *Forum* europeo per la regolazione dell'energia elettrica si è svolto a Firenze il 9 novembre 2000. I principali temi di discussione hanno riguardato il meccanismo per la determinazione delle tariffe in caso di scambi transfrontalieri e la gestione delle congestioni.

Nel corso della quinta riunione del *Forum* era stata concordata l'introduzione di un meccanismo provvisorio di pagamento sulla base del quale i gestori nazionali avrebbero dovuto reciprocamente compensare i costi causati dai transiti di elettricità sulla rete. Temporaneamente, avrebbe dovuto essere costituito un fondo di compensazione del valore di 200 milioni di euro, da rendere definitivo dopo un anno. Nel frattempo, ciascuno Stato membro avrebbe deciso autonomamente circa l'allocazione dei costi: alcuni Stati membri sono infatti propensi a introdurre un corrispettivo di accesso alla rete a esclusivo carico degli esportatori mentre altri prevedono di distribuire i costi su tutta l'utenza.

Nel respingere il diverso approccio adottato dagli Stati membri, la Commissione ha giudicato troppo elevato il corrispettivo richiesto per le esportazioni, pari a circa 2 euro per MWh. Il *Forum* ha sottolineato la necessità di eliminare ogni elemento distorsivo contenuto nella proposta nonché di giungere al più presto a un accordo definitivo sul calcolo delle tariffe per gli scambi transfrontalieri. Sarà necessario assicurare ai gestori nazionali un compenso appropriato per i costi da essi sostenuti nel caso del mero transito, e armonizzare le tariffe nazionali a carico dei generatori e quelle a carico degli utenti finali.

L'esistenza di infrastrutture adeguate è un elemento di primaria importanza per l'effettiva realizzazione di un mercato interno dell'elettricità. Nel corso della riunione la Commissione si è detta disposta a presentare un piano per individuare le modifiche da apportare alla rete e determinare quali interconnessioni di interesse europeo siano richieste nel lungo periodo. Fondi comunitari potrebbero essere usati a tal fine. Particolare considerazione dovrà essere data all'integrazione delle regioni periferiche.

È stato sottolineato che i metodi di gestione dovranno affrontare il problema della congestione nel breve periodo con strumenti economici e, nello stesso tempo, fornire incentivi per favorire investimenti sulle reti e nella generazione nelle localizzazioni appropriate. Per minimizzare l'impatto delle congestioni sul mercato, la rete dovrà essere utilizzata al massimo della capacità compatibilmente con gli standard di sicurezza. I gestori delle reti dovranno adottare standard trasparenti e non discriminatori, rendendo noto agli operatori quali di questi verranno applicati alle varie circostanze.

Con riferimento ai contratti pluriennali, è stato sottolineato che dovrebbero essere adottati meccanismi per rendere disponibile la capacità impegnata, attraverso, per esempio, la trasformazione di tali contratti da fisici in finanziari.

Con riferimento all'allocazione della capacità disponibile, è stato sottolineato che il sistema dell'asta dovrebbe riguardare tutta la capacità disponibile sul mercato. Appare essenziale che il meccanismo d'asta sia trasparente e che i segnali di prezzo che ne risultano siano direzionali. È stato ribadito che il meccanismo d'asta potrà prevedere un limite massimo alla capacità acquisibile da ciascun operatore.

In conclusione dei lavori, anche in vista delle difficoltà di giungere a un accordo tra le parti, la Commissione ha reso nota la sua volontà di predisporre una modifica della normativa esistente. Una proposta in tal senso è stata effettivamente presentata al Consiglio europeo di Stoccolma nel marzo 2001.

Il *Forum* di Madrid

La seconda e la terza riunione del *Forum* europeo per la regolazione del gas si sono tenute a Madrid rispettivamente l'11 e 12 maggio e il 26 e 27 ottobre 2000.

Obiettivo della seconda riunione del *Forum* è stato quello di definire un metodo di lavoro e di fissare le scadenze più opportune per affrontare alcune questioni di interesse comune tra gli Stati membri: scambi transfrontalieri, gestione delle congestioni e determinazione delle tariffe.

È stato deciso che entro l'agosto 2000 l'industria europea del gas avrebbe trasmesso alla Commissione un rapporto basato su informazioni relative alle misure adottate dai singoli Stati membri per garantire un accesso indiscriminato alle reti. È stata altresì sottolineata la necessità di costituire al più presto una nuova organizzazione (GTE) che riunisca tutti i rappresentanti dei soggetti che svolgono attività di trasporto in Europa.

Nel corso della riunione tenutasi in ottobre la Commissione ha reso noto che, a seguito di audizioni pubbliche tenute il mese precedente, la stragrande maggioranza degli intervistati (associazioni di consumatori e operatori indipendenti) si era espressa a favore di un rafforzamento in tempi brevi di alcune previsioni della Direttiva 98/30/CE (per esempio, attraverso l'introduzione dell'obbligo di pubblicazione dei prezzi e delle condizioni di fornitura, l'abbassamento delle soglie di idoneità e l'apertura totale al 2004, una chiara separazione delle attività di rete dalle attività commerciali).

Anche su pressione degli operatori del settore, la Commissione ha espresso l'intenzione di presentare una nuova proposta di direttiva. Molti sono infatti gli aspetti che richiedono armonizzazione come, per esempio, i servizi e le condizioni offerte dai trasportatori ai terzi. L'armonizzazione delle condizioni praticate si rende altresì necessaria per favorire scambi transfrontalieri, che potrebbero essere ostacolati dall'esistenza di condizioni di bilanciamento molto diverse tra i vari Stati membri.

Per quanto riguarda i sistemi tariffari, il *benchmarking* sulle tariffe ha rilevato ancora una volta che esistono situazioni estremamente diversificate e che ciò costituisce un ostacolo agli scambi. È stata inoltre sottolineata la necessità che i diversi sistemi tariffari rendano esplicito il passaggio dai costi alle tariffe. Appare infine necessario il raggiungimento di un accordo su alcuni criteri basilari di determinazione delle tariffe, come la metodologia di calcolo dei costi (costi storici, correnti o di rimpiazzo).

Per quanto riguarda l'allocazione della capacità disponibile, la Commissione ha ricordato che, diversamente dal passato, le congestioni potrebbero diventare più frequenti. Diverranno cruciali gli incentivi previsti nel sistema: se la rete fosse effettivamente separata e la tariffa incentivante, il trasportatore non dovrebbe assumere comportamenti opportunistici nel rifiutare l'accesso alla rete.

A conclusione dei lavori è stato deciso che:

- la Commissione e il GTE proseguano il lavoro di *benchmarking* sulle tariffe, estendendolo ai servizi di stoccaggio, a tutti i servizi rilevanti, nonché alla fase della distribuzione, sempre allo scopo di verificare che le differenti soluzioni adottate nell'accesso a tali servizi non siano di ostacolo allo sviluppo del mercato interno;
- il GTE, sulla base di contributi forniti dai suoi membri e in stretta collaborazione con la Commissione e i principali operatori sul mercato, entro la fine di gennaio 2001 fornisca una mappa dettagliata della rete europea, identificando per ogni mese fino ad aprile 2002 la capacità di progetto e la capacità effettivamente disponibile, espressa in opportune unità standard, in tutti i principali punti di entrata e di uscita della rete, inclusi impianti di GNL e stoccaggi. Questo lavoro dovrà contenere, con opportuni livelli di dettaglio, tutte le assunzioni che saranno adottate, indicando anche quanta capacità è impegnata e su quali basi contrattuali. Tali informazioni dovranno essere costantemente aggiornate;
- il GTE predisponga, entro la fine di gennaio 2001, un documento sui principali problemi relativi alla qualità del gas e all'interoperabilità delle reti, indicando suggerimenti concreti, coerenti con il principio di non discriminazione;
- il *Forum* istituisca un gruppo di lavoro fra rappresentanti della Commissione, del CEER e dei paesi membri interessati con l'obiettivo di definire linee guida per affrontare i problemi di accesso, con particolare riferimento alle strutture tariffarie, alle regole di bilanciamento e al ruolo dei meccanismi di mercato.

Attività del CEER e rapporti con altri regolatori

Tra l'aprile 2000 e l'aprile 2001 l'Autorità ha partecipato a cinque riunioni del *Council of European Energy Regulators*. Il CEER è stato istituito nel marzo 2000 con l'intento di creare un meccanismo di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico nonché di elaborazione di posizioni comuni in vista dei *Forum* di Firenze e Madrid e di altre iniziative comunitarie promosse dall'Unione europea. Aderiscono all'iniziativa gli organismi di regolazione di undici paesi (Belgio, Finlandia, Irlanda, Italia, Norvegia, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia e, dall'ottobre 2000, Grecia).

In connessione con i lavori dei due *Forum* di Firenze e Madrid, il CEER ha discusso questioni relative alla determinazione dei corrispettivi per gli scambi, alla costruzione di nuove linee e alla gestione delle congestioni. Nel corso delle riunioni sono state inoltre discusse questioni concernenti la futura possibile adesione di nuovi membri; in considerazione degli obiettivi che il CEER si prefigge, si è deciso di limitare la partecipazione ai soli regolatori dei paesi dell'Unione europea e dello spazio economico europeo.

Sotto l'egida del CEER vengono organizzati seminari su temi di comune interesse relativi alla liberalizzazione dei mercati energetici. Sono stati, inoltre, creati gruppi di lavoro monotematici (rispettivamente benchmarking delle tariffe elettriche, determinazione delle tariffe transfrontaliere, gestione delle congestioni, tassazione e ambiente, gas e regolazione della qualità del servizio elettrico), che nel periodo considerato si sono riuniti otto volte. Oltre a fornire assistenza al CEER, i gruppi di lavoro potranno in futuro fungere da centri di training per il personale delle autorità, nonché, in vista dell'allargamento dell'Unione ai paesi dell'Europa centrale e orientale, fornire assistenza tecnica ai nuovi membri.

Attività di relazione internazionale

Tra le attività di relazione internazionale particolare rilievo assume la collaborazione dell'Autorità con organismi quali l'OCSE e il FMI. Entrambe queste istituzioni hanno preso a includere l'Autorità nel programma delle loro visite dedicate all'*assessment* annuale dell'Italia, a testimonianza dell'interesse che il tema dell'apertura dei mercati energetici riveste ai fini della *performance* macroeconomica del nostro paese.

L'Autorità ha partecipato, in qualità di soggetto istituzionalmente atti-

vo nel settore energetico, alla *Review* che l'OCSE ha dedicato alla riforma della regolazione in Italia. L'iniziativa dell'OCSE si inserisce nel contesto di un programma di attività volto a sostenere i governi dei membri dell'organizzazione negli sforzi di miglioramento della qualità della regolazione, soprattutto nel senso di contenerne gli effetti negativi sullo sviluppo. La *Review* mirava a fornire una valutazione sia di metodo, sia di efficacia delle riforme della regolazione avviate in Italia durante gli anni novanta nel contesto del più ampio percorso di risanamento finanziario e di riordino strutturale. L'analisi dell'OCSE comprendeva in particolare un esame dello stato e dei problemi della liberalizzazione in quattro settori a rete: telecomunicazioni, trasporti ferroviari e, appunto, elettricità e gas. Dopo un'attività di ricognizione e studio durata oltre un anno e l'esame incrociato dell'Italia da parte di *peer reviewers*, il Rapporto finale[1] è stato presentato a Roma il 4 aprile scorso. Nel Rapporto si formula una valutazione sostanzialmente positiva del percorso di apertura dei mercati energetici in Italia e del ruolo attivo dell'Autorità nella definizione delle regole per la transizione, auspicando allo stesso tempo un maggiore impulso da parte del governo nell'apertura del mercato elettrico e del gas dal lato dell'offerta.

Nell'ambito dell'attività di relazione internazionale si segnalano i rapporti di scambio e collaborazione istituzionale con la Commissione europea. Gli uffici dell'Autorità hanno collaborato con la Direzione Generale Trasporti ed Energia (DG-TREN) nell'ambito del progetto *Competition Indicators in the Electricity Market* rispondendo alle richieste della Commissione e formulando osservazioni migliorative sul progetto nonché fornendo l'elenco delle istituzioni in grado di offrire i dati e le informazioni.

Sono stati infine mantenuti rapporti intensi di collaborazione e scambio di informazioni con regolatori di paesi non appartenenti al CEER (vedi paragrafo precedente), in particolare, di quelli dell'Europa in transizione, e con istituzioni creditizie e finanziarie.

1 OECD, *Regulatory Reform in Italy*, 2001.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE, CONTROLLO E STATO DEL CONTENZIOSO

La consultazione dei soggetti interessati

L'Autorità ha adottato sin dalla sua costituzione una metodologia volta a garantire la massima trasparenza nei processi decisionali con valenza esterna, coinvolgendo direttamente in procedure di consultazione consolidate le parti interessate e le associazioni che ne rappresentano gli interessi. Tali procedure prevedono la diffusione da parte dell'Autorità delle proprie proposte di regolazione, generalmente comprensive dello schema di provvedimento, la raccolta delle osservazioni scritte e, in casi di particolare rilevanza, il confronto diretto con i soggetti coinvolti in apposite audizioni speciali.

Nel periodo compreso tra aprile 2000 e aprile 2001, utilizzando anche il proprio sito Internet, l'Autorità ha diffuso nove documenti per la consultazione e raccolto le osservazioni di tutti i soggetti interessati. Nel caso di provvedimenti di particolare rilevanza, quali le tariffe per l'utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio e dei terminali di Gnl del sistema nazionale del gas, la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore del gas, l'Autorità ha tenuto presso la sede di Milano e gli uffici di Roma audizioni speciali in cui sono stati raccolti ulteriori commenti e osservazioni alle proposte presentate (Tav. 7.1)

TAV. 7.1 **SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**

Aprile 2000-Aprile 2001

TITOLO DEL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE	DATA DI DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica	8 giugno 2000	Consultazione scritta
Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione	8 giugno 2000	Consultazione scritta e audizioni speciali nel giugno 2000
Criteri e proposte per la definizione di cogenerazione e per la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili	3 agosto 2000	Consultazione scritta
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato	24 ottobre 2000	Consultazione scritta
Tariffe per l'utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio e dei terminali di Gnl del sistema nazionale del gas	24 ottobre 2000	Consultazione scritta e audizioni speciali nel novembre 2000
Condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas naturale a clienti finali attraverso reti di gasdotti locali	6 dicembre 2000	Consultazione scritta
Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica	20 febbraio 2001	Consultazione scritta
Garanzie di libero accesso alle attività di trasporto e dispacciamento: criteri per la predisposizione dei codici di rete e definizione degli obblighi dei soggetti che svolgono tali attività	13 marzo 2001	Consultazione scritta
Linee guida per la separazione amministrativa e contabile dei soggetti operanti nel settore del gas	13 marzo 2001	Consultazione scritta e audizioni speciali nel maggio 2000

Sintesi delle attività di controllo tecnico

Nel periodo compreso tra il maggio 2000 e l'aprile 2001 è stato svolto un programma di controlli tecnici, cioè interventi in loco eseguiti ai sensi dell'art. 2, comma 22 della legge n.481/95, prevalentemente in attuazione di delibere dell'Autorità. I controlli tecnici effettuati sono stati 41 (131 dall'inizio dell'attività) su un insieme di 36 soggetti, di cui 3 esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale e 33 società elettriche/società o esercizi Enel (Tav. 7.2).

Un'attenzione particolare è stata dedicata alla verifica della continuità del servizio elettrico, cioè al riconoscimento per gli esercenti, con una quota in tariffa, dei miglioramenti conseguiti nella continuità del servizio (delibere n.128/99 e n.202/99). A tal fine sono stati eseguiti controlli a campione sulla corretta registrazione delle interruzioni del servizio elettrico in due diverse campagne. La prima, su soggetti con numero di utenti superiore a 100.000 e per le interruzioni relative agli anni 1998-99, ha dato luogo alla delibera n.144/00 con la quale l'Autorità ha determinato i livelli tendenziali di miglioramento della continuità come base per la regolamentazione della qualità del servizio e il meccanismo di incentivi/penalità previsto per questi esercenti a partire dal 2000. La seconda, su soggetti con numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000 e per le interruzioni relative agli anni 1999-2000, darà luogo a un'analoga delibera per la regolamentazione relativa a questa fascia di esercenti a partire dal 2001.

Un'altra campagna sistematica di controlli, di recente avviata, è relativa alla qualità commerciale (ossia all'adeguatezza delle prestazioni fornite agli utenti su base contrattuale) del servizio elettrico (delibera n. 201/99), per la quale sono stati avviati controlli a campione con il duplice fine di:

- accertare la corretta registrazione dei tempi delle prestazioni agli utenti, in vista di un confronto comparativo fra gli esercenti;
- verificare che, nel caso in cui l'esercente non abbia rispettato gli standard prefissati per le prestazioni soggette a indennizzo, i rimborsi agli utenti siano stati effettivamente erogati.

Gli altri controlli sono stati invece di tipo straordinario, con interventi mirati, eseguiti in ordine alle provvidenze per produttori di elettricità, ai sensi del provvedimento CIP n.6/92, a inadempienze a fronte di decisioni dell'Autorità, a richieste di consumatori e utenti.

TAV. 7.2 **SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI**

Maggio 2000 - Aprile 2001

MOTIVAZIONE	SOGGETTI / IMPIANTI CONTROLLATI
Regolamento della continuità del servizio elettrico (delibera n. 128/99 e n. 202/99	10 sedi di un grande distributore di energia elettrica 13 società elettriche
Qualità commerciale del servizio elettrico (delibera n. 201/99)	1 esercizio di un grande distributore di energia elettrica
Contributi a produttori elettrici ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92	8 impianti idroelettrici; 3 impianti di cogenerazione
Interventi su distributori elettrici a seguito di segnalazioni di utenti	1 esercizio di un grande distributore dell'energia elettrica 1 società elettrica locale
Trasparenza dei documenti di fatturazione consumi gas (delibera n. 42/99)	1 piccolo comune distributore di gas me
Standard di qualità del servizio e procedure di esercizio e sicurezza delle reti del gas	1 grande distributore di gas metano
Modalità di fatturazione dei consumi del gas	1 grande distributore di gas metano

I controlli tecnici hanno comportato in media un sopralluogo della durata di un giorno e l'impiego di 2,5 risorse umane tra funzionari dell'Autorità ed esperti acquisiti dall'Autorità tramite un progetto di collaborazione in materia di controlli tecnici e ispezioni tra l'Autorità e l'ENEA.

Gli esiti del programma di controlli tecnici sono riportati in dettaglio nella seguente Tav. 7.3.

TAV. 7.3 ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	1 piccolo comune esercente in economia il servizio gas	ottemperanza delle bollette alla delibera n. 42/99 sulla trasparenza dei documenti di fatturazione consumi gas
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	1 grande società concessionaria	rilevazione sul rispetto degli standard di qualità della Carta dei servizi anno 1999; metodologie per la odorizzazione gas e per la ricerca dispersioni di rete
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	1 grande società concessionaria	modalità di fatturazione dei consumi gas
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	8 esercizi di una grande società concessionaria	applicazione della delibera n. 202/99 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1.1.2000
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	3 società locali a capitale pubblico con numero utenti superiore a 100.000	applicazione della delibera n. 202/99 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1.1.2000
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	9 società locali a capitale pubblico con numero utenti compreso tra 5.000 e 100.000	applicazione della delibera n.202/99 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1.1.2001
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	1 esercizio di una grande società concessionaria 1 società locale a capitale pubblico	verifica della veridicità dati di continuità del servizio elettrico ai sensi della delibera n. 128/99
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	1 esercizio di una grande società concessionaria	applicazione della delibera n. 201/99 relativa agli standard di qualità commerciale
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	1 esercizio di una grande società concessionaria	ricostruzione e fatturazione dei consumi in BT ad utente non domestico
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA E DEL GAS	1 società locale a capitale pubblico con numero utenti compresi tra 5.000 e 100.000	verifica della regolarità di emissione e spedizione delle bollette, a seguito di segnalazioni di utenti
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	5 impianti mini-idroelettrici, 2 impianti idroelettrici di taglia media di una grande società di produzione	accertamento di rifacimento/potenziamento/ costi sostenuti di realizzazione per impianti idroelettrici, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	1 impianto idroelettrico di società locale a capitale pubblico	verifica della sussistenza delle condizioni previste dall'art.1 del DM 24.1.1997
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	3 impianti di cogenerazione	verifica dell'indice energetico ai fini del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile

Tutti gli interventi effettuati hanno dato o daranno luogo a provvedimenti generali o individuali dell'Autorità.

Per queste attività, nel prossimo futuro, è prevista la collaborazione della Guardia di Finanza tramite una convenzione in via di ratifica da parte del Comando generale del Corpo.

Stato del contenzioso

Su 250 provvedimenti adottati dall'Autorità dall'aprile 1997[2], data di inizio dell'attività, sino a tutto il 2000, 56 sono stati impugnati, per un totale di 185 ricorsi. Con riferimento ai provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso del 2000[3], ne sono stati impugnati 18 per un totale di 58 ricorsi.

Per quanto riguarda il 2000, la maggior parte dei ricorsi (23) è stata sporta da imprese del gas (in prevalenza imprese di distribuzione gas); seguono quelli da produttrici e distributrici di energia elettrica (16) e da imprese con elevati consumi di energia elettrica (10). Tre sono i ricorsi sporti da associazioni di categoria o di rappresentanza dei consumatori.

2 Provvedimenti relativi al mandato di regolazione nei settori dell'energia elettrica e il gas (sono esclusi i provvedimenti di carattere auto-organizzativo).

3 Per quanto riguarda i provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso del 2000, è stato presentato 1 ricorso avverso la delibera n. 9/00 (accertamento impianto Rossiglione); 1 ricorso avverso la delibera n. 15/00 (assegnazione capacità trasporto Edison/Gestore); 2 ricorsi avverso la delibera n. 39/00 (aggiornamento tariffa elettrica); 1 ricorso avverso la delibera n. 31/00 (contratto vettoriamento Sadepan Chimica S.r.l. - Enel S.p.A.); 1 ricorso avverso la delibera n. 76/00 (adozione provvedimento Enel 4,5 kW); 1 ricorso avverso la delibera n. 108/00 (adeguamento corrispettivo accesso e uso della rete di TN); 1 ricorso avverso la delibera n. 117/00; 1 ricorso avverso la delibera n. 132/00 (Integrazione tariffaria imprese elettriche minori); 5 ricorsi avverso la delibera n. 140/00 (assegnazione capacità importazione); 1 ricorso avverso la delibera 188/00; 8 ricorsi avverso la delibera n. 193/00 (clienti idonei gas); 1 ricorso avverso la delibera n. 201/00 (livelli qualità commerciale); 4 ricorsi avverso la delibera n. 219/00 (modalità condizioni importazioni); 1 ricorso avverso la delibera n. 223/00 (aste CIP 6/92); 4 ricorsi avverso la delibera n. 231/00 (maggiorazione corrispettivi accesso e uso RTN); 3 ricorsi avverso la delibera n. 232/00 (rendita 2000 e 2001-2006); 3 ricorsi avverso la delibera n. 236/00 (determinazione criteri tariffe gas); 12 ricorsi avverso la delibera n. 237/00 (determinazione criteri tariffe gas); 2 ricorsi avverso la delibera n. 238 (definizione prezzi energia all'ingrosso per mercato vincolato) e 6 ricorsi avverso la delibera n. 240/00 (disposizioni in materia di misura e riconciliazione. Integrazione delibera n.13/99).

I ricorsi avverso provvedimenti relativi al settore del gas riguardano prevalentemente provvedimenti in materia di determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato; quelli relativi all'energia elettrica riguardano in massima parte l'assegnazione della capacità di importazione e i corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione.

Il numero delle istanze di sospensiva dei provvedimenti impugnati dal 1997 a oggi è particolarmente elevato: 121 su 185 ricorsi; in particolare, 42 sono le istanze presentate per provvedimenti relativi al 2000 (Tav. 7.4). In 27 casi su 121 le istanze hanno dato luogo a un rinvio al merito, in 26 casi è seguita una pronuncia di rigetto, in 6 di parziale accoglimento e in 2 di accoglimento.

Per quanto riguarda le decisioni che hanno definito i giudizi con pronunce di merito o processuali, in primo grado vi sono state 12 decisioni di rigetto, 9 di accoglimento parziale e 17 di accoglimento (Tav. 7.5).

Le decisioni si sono sempre concentrate su questioni collaterali senza compromettere la portata generale dei provvedimenti dell'Autorità.

TAV. 7.4 RICORSI AVVERSO LE DECISIONI DELL'AUTORITÀ

RICORRENTI	RICORSI 2000	RICORSI 1999	RICORSI 1998	RICORSI 1997	TOTALE
IMPRESE ELETTRICHE	16	21	14	3	54
IMPRESE DEL GAS	23	9	1	-	33
ALTRE IMPRESE	16	39	13	9	77
PERSONE FISICHE	-	-	4	-	4
ASSOCIAZIONI	3	6	4	3	16
AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE	-	1	-	-	1
TOTALE RICORSI	**58**	**76**	**36**	**15**	**185**
DI CUI CON ISTANZA SOSPENSIVA	42	49	22	8	121
TOTALE PROVVEDIMENTI IMPUGNATI	**18**	**18**	**15**	**5**	**56**

TAV. 7.5 STATO DEL CONTENZIOSO

ANNO	DECISIONI SU ISTANZA SOSPENSIVA			DECISIONI DI MERITO		
	RINVIO AL MERITO	RIGETTO	ACC.	RIGETTO	PARZIALE ACC.	ACC.
1997	3	3	-	2	1	-
1998	4	4	-	3	4	3
1999	7	15	-	5	4	-
2000	10	4	2	2	-	14(A)

(A) Le quattordici decisioni di accoglimento riguardano due provvedimenti: la delibera n. 204/99 (tariffe elettriche mercato vincolato) (7) e la delibera n. 193/99 (disposizioni uguali tariffe gas) (7).

ANALISI E DOCUMENTAZIONE

Seminari e convegni

Con l'obiettivo di approfondire le tematiche riguardanti la liberalizzazione e la regolazione dei mercati energetici e di illustrare la propria attività, l'Autorità ha partecipato con propri funzionari e dirigenti, oltre che con i componenti del Collegio, a numerosi seminari e conferenze in Italia e all'estero. Oltre ai numerosi seminari interni l'Autorità ha organizzato il convegno pubblico dal titolo "Il mercato dell'elettricità", tenutosi in Roma il giorno 4 luglio 2000.

I lavori del seminario hanno fornito un contributo alla definizione di un'efficace disciplina del mercato dell'energia elettrica, attraverso l'esame di modelli e di esperienze stranieri, la segnalazione di specificità e di problemi della realtà italiana e l'indicazione di possibili soluzioni.

La prima parte del seminario è stata dedicata alle testimonianze di esperienze internazionali, attraverso le relazioni di Ignacio Pérez-Arriaga, attualmente professore all'*Università Pontificia Comillas* di Madrid e per molti anni membro della Commissione nazionale del sistema elettrico, organismo di regolazione spagnolo, e di Callum McCarthy, Direttore generale dell'*Office for Gas and Electricity Markets* (*Ofgem*), l'organo di regolazione energetica inglese. La seconda parte del seminario ha riguardato le idee e i progetti per il mercato italiano dell'elettricità, analizzati attraverso i contributi di relatori che fanno parte di soggetti pubblici con interesse nell'argomento. Il prof. Giuseppe

Ammassari, componente dell'Autorità, ha esposto le valutazioni dell'Autorità analizzando il contesto normativo, l'organizzazione dei mercati, la struttura dell'offerta e le condizioni necessarie per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel mercato elettrico. Il prof. Filippo Cavazzuti, membro della Consob, ha portato l'esperienza di un regolatore dei mercati finanziari, mettendo in luce il collegamento tra il mercato dell'elettricità e i mercati derivati. Il dr. Pierluigi Parcu, Amministratore delegato del Gestore della rete di trasmissione nazionale, ha analizzato gli obiettivi che si intende raggiungere con l'organizzazione del nuovo mercato elettrico e le possibili opzioni per il suo funzionamento, con particolare attenzione ai rapporti tra i vari soggetti coinvolti.

Dopo un dibattito che ha coinvolto il pubblico presente, ha concluso il convegno l'intervento del Ministro Enrico Letta.

Tra i seminari interni, di particolare rilievo è stato il ciclo di lezioni tenute nella sede dell'Autorità dal prof. Perez-Arriaga, dedicate all'illustrazione di profili economici, tecnici e regolativi di un moderno sistema elettrico in transizione verso il libero mercato.

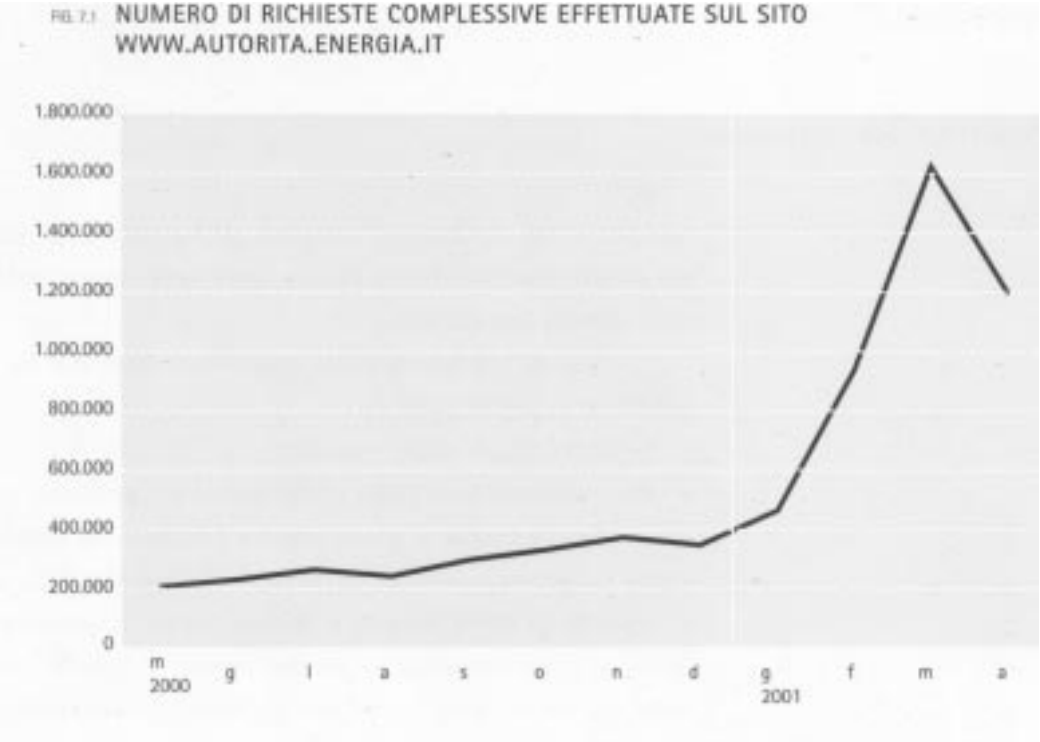
Sito Internet

Il sito Internet dell'Autorità (*www.autorita.energia.it*) si è affermato come principale strumento di diffusione delle informazioni sull'attività dell'Autorità, permettendo un accesso diffuso e tempestivo ai provvedimenti e ai documenti prodotti dall'Autorità stessa.

All'inizio dell'anno 2001 è stata rilasciata una nuova versione del sito. Le principali modifiche hanno riguardato la struttura, che è stata ampliata attraverso l'inserimento di una sezione dedicata alla pubblicazione di informazioni di carattere non istituzionale riguardanti i settori di interesse dell'Autorità (elettricità, gas e consumatori) e di una sezione contenente le traduzioni non ufficiali in lingua inglese della presentazione dell'Autorità, dei principali comunicati stampa e di sintesi delle relazioni annuali. La veste grafica è stata migliorata per consentire una navigazione più agevole e facilitare il reperimento delle informazioni.

Queste modifiche hanno trovato riscontro nell'interesse crescente da parte degli utenti del sito. Il numero di accessi mensili nel corso dei primi mesi del 2001 è cresciuto, arrivando a circa un milione, con una media giornaliera di circa 40.000 richieste (Fig. 7.1). Ciò è anche confermato dall'adesione di circa 250 soggetti alla mailing list del nuovo servizio di *alerting* proposto dal sito, che consente agli interessati di essere tempestivamente informati via *e-mail* dei nuovi documenti pubblicati.

FIG. 7.1 NUMERO DI RICHIESTE COMPLESSIVE EFFETTUATE SUL SITO WWW.AUTORITA.ENERGIA.IT



Nel corso dell'anno 2000 l'Autorità ha aderito al progetto *Norme in rete* promosso dal Ministero della giustizia e finanziato dall'Autorità per l'Informatica nella Pubblica Amministrazione. Obiettivo del progetto è la realizzazione di un sito Web che costituisca un portale specializzato per il reperimento della documentazione giuridica resa accessibile attraverso Internet da diversi organismi istituzionali sui propri siti. Attualmente i provvedimenti dell'Autorità sono indicizzati e reperibili attraverso il motore di ricerca attivo sul sito prototipo del progetto all'indirizzo *www.normeinrete.it*.

8. PERSONALE, RISORSE E GESTIONE FINANZIARIA

PERSONALE

Politiche del personale

L'ampliamento dei compiti assegnati all'Autorità dagli atti di liberalizzazione dei settori regolati accresce l'importanza delle risorse umane nello svolgimento delle attività istituzionali.

Superata la fase di prima attuazione, l'Autorità ha incentrato le proprie azioni sui seguenti piani:

- reclutamento di nuove risorse;
- incentivazione e sviluppo professionale del personale interno.

Relativamente al primo aspetto l'Autorità ha innanzitutto viste riconosciute sul piano legislativo le esigenze di aumento della compagine - rispetto ai limiti di 80 unità di ruolo e di 40 a tempo determinato previsti dalla legge istitutiva - per fronteggiare adeguatamente i nuovi e maggiori impegni derivanti dall'emanazione dei decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164. Ai predetti fini, infatti, l'art. 25 della legge 28 dicembre 2000, n. 422 ha previsto la possibilità di nuove assunzioni a tempo determinato fino a ulteriori 30 unità di personale.

La medesima norma legislativa ha inoltre disposto, per i nuovi contratti a tempo determinato e per quelli in essere, l'applicazione delle disposizioni in vigore presso l'Autorità garante della concorrenza e del mercato concernenti la durata dei medesimi, con conseguente innalzamento del limite massimo da due a cinque anni, ovvero a quattro anni e sei mesi (in ragione della tipologia di carriera).

A seguito di ciò l'Autorità ha provveduto a rettificare la procedura di reclutamento di personale a tempo determinato per aggiornarla, nel rispetto dei principi pubblicistici, sulla base dell'esperienza degli anni precedenti e ha successivamente disposto la pubblicazione di un avviso pùbblico di selezione per 30 unità.

L'Autorità ha inoltre proseguito il completamento dell'immissione del personale di ruolo, entro i limiti fissati dalla legge istitutiva, disponendo l'avvio delle procedure di assunzione di personale a tempo indeterminato, tramite pubblici concorsi, per 21 unità nella carriera dei funzionari e 14 unità nella carriera degli operativi.

Data la permanente criticità della dotazione organica del personale e l'accentuarsi del suo ricambio, si è inteso fare ricorso, in linea con i principi generali delle recenti riforme legislative che hanno riguardato il pubblico impiego, alle diverse forme contrattuali ammesse nei rapporti lavorativi nonché

agli istituti del comando e del distacco per l'acquisizione di personale da altre pubbliche amministrazioni.

Per quanto concerne il personale interno, la valorizzazione delle risorse umane ha trovato concreta realizzazione anche con l'attuazione dei meccanismi di "promozione" e di "progressione nelle carriere", disciplinati in sede di revisione del *Regolamento del personale e ordinamento delle carriere*, nonché nell'erogazione di una "gratifica", la cui corresponsione ai funzionari e ai dirigenti è prevista annualmente in relazione alle prestazioni svolte nel corso dell'anno. Il processo di promozione, svolto sulla base di criteri fissati *ex ante* in sede regolamentare, basato su prove scritte e orali, diretto da una Commissione composta pressoché totalmente da personalità esterne di elevato profilo, ha prodotto 13 promozioni di dipendenti alle diverse carriere.

Parallelamente, è stato attivato un processo valutativo, in via transitoria su base triennale e, a regime, a cadenza annuale, riguardante tutti i dipendenti, finalizzato alla crescita economica all'interno di ciascuna delle carriere previste (esecutivi, operativi, funzionari, dirigenti).

Tale processo è basato su rapporti valutativi affidati ai responsabili delle unità organizzative e su proposte di livelli stipendiali attribuibili entro limiti individuali, per carriera e per unità organizzativa, stabiliti dalle disposizioni regolamentari.

Notevole impulso è stato anche dato al tema della formazione. Sono state finanziate alcune borse di studio da assegnarsi a opera di istituti universitari su tematiche di interesse dell'Autorità. Uno specifico protocollo d'intesa è stato sottoscritto in merito con il Politecnico di Milano, anch'esso suscettibile, in futuro, di ulteriori sviluppi. Per quanto concerne il personale dipendente, si sono avuti intensi momenti formativi e, più in generale, di aggiornamento professionale. Al riguardo, particolare attenzione è stata posta all'aggiornamento nell'uso degli strumenti informatici e della lingua inglese.

Relazioni con le organizzazioni sindacali

La realtà dell'Autorità registra attualmente la presenza di due organizzazioni sindacali.

L'Autorità ha attivato con esse un positivo confronto sulle diverse tematiche di interesse del personale, sulla base delle tradizionali modalità di relazioni sindacali fondate sull'informativa preventiva, consultazione e negoziazione. Il confronto ha trovato un momento di sintesi e di definizione con la sottoscrizione di un protocollo di intesa.

In attuazione di detto protocollo, nel novembre 2000 è stato stipulata tra la delegazione dell'Autorità e le organizzazioni sindacali un'ipotesi di accordo, poi approvata dall'Autorità, circa la modifica e l'integrazione del *Regolamento del personale e ordinamento delle carriere.* I temi oggetto dell'accordo hanno riguardato i requisiti di accesso ai concorsi a tempo indeterminato, le procedure di promozione e progressione, le modalità di erogazione della cosiddetta "gratifica annuale", l'introduzione di un'indennità correlata alle responsabilità assegnate e all'inquadramento attribuito al dipendente.

Nell'aprile 2001 si è pervenuti a un'intesa con le organizzazioni sindacali in materia di ridefinizione delle scale stipendiali relative al personale. L'intesa mira a rendere più ordinato e funzionale l'impianto e lo sviluppo retributivo del personale dipendente.

La compagine

La pianta organica dell'Autorità, che fa riferimento ai soli dipendenti di ruolo, è strutturata come mostra la Tav. 8.1:

A)	CARRIERA DEI DIRIGENTI	15 UNITÀ
	Direttore generale	
	Direttore centrale	
	Direttore	
	Direttore aggiunto	
B)	CARRIERA DEI FUNZIONARI	46 UNITÀ
	Primo funzionario	
	Funzionario di I	
	Funzionario di II	
	Funzionario di III	
C)	CARRIERA DEGLI OPERATIVI	18 UNITÀ
	Impiegato	
	Coadiutore	
	Aggiunto	
D)	CARRIERA DEGLI ESECUTIVI	1 UNITÀ
	Commesso capo	
	Commesso	
	TOTALE	80 UNITÀ

Fonte: Delibera n. 53/01.

La consistenza della compagine (al 30 aprile 2001) è inferiore alle 120 unità previste dalla legge n. 481/98, art. 2, comma 22. Prestano servizio in Autorità 72 unità, di cui 30 in ruolo, 35 a tempo determinato, 6 in comando e 1 in distacco da altre pubbliche amministrazioni (Tav. 8.2).

TAV. 8.2 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2001**

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
DIRETTORE CENTRALE	0	0	0
DIRETTORE	3	0	0
DIRETTORE AGGIUNTO	6	2	2
FUNZIONARIO I	4	1	0
FUNZIONARIO II	12	4	1
FUNZIONARIO III	1	13	0
IMPIEGATO	2	1	1
COADIUTORE	2	0	0
AGGIUNTO	0	14	3
COMMESSO	0	0	1
TOTALE	**30**	**35**	**8**

Il personale è suddiviso nelle carriere dei direttori, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi (Tav. 8.3). L'età media è di poco inferiore a 40 anni. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore; il 79 per cento è in possesso di una laurea.

TAV. 8.3 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2001 PER CARRIERA E QUALIFICA**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	0	Funzionario di I	5	Impiegato	4	Commesso capo	-
Direttore	3	Funzionario di II	17	Coadiutore	2	Commesso	1
Direttore aggiunto	10	Funzionario di III	14	Aggiunto	17		
TOTALE	**13**	**TOTALE**	**36**	**TOTALE**	**23**	**TOTALE**	**1**

Come previsto dalla legge istitutiva, le retribuzioni contrattuali sono equiparate a quelle dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali ma al netto della gratifica annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella Tav. 8.4.

TAV. 8.4 **RETRIBUZIONI CONTRATTUALI LORDE PER CARRIERA E GRADO**
Anno 2000, milioni di lire(A)

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	221,8	Funzionario di I	110,5	Impiegato	76,6	Commesso capo	59,6
Direttore	177,5	Funzionario di II	86,7	Coadiutore	66,7	Commesso	44,8
Direttore aggiunto	156,0	Funzionario di III	78,6	Aggiunto	50,9		

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale.

INFRASTRUTTURE

Le risorse informatiche

Nel corso del 2000 l'Autorità ha continuato a dotare il personale di strumenti informatici di produttività individuale.

Allo scopo sono stati acquisiti dieci Personal Computer portatili (*Notebook*) quale dotazione del personale ispettivo dell'Autorità e dei dirigenti, due *workstation* specializzate nel *system and network management* e nell'uso dei prodotti CAD, assegnate in dotazione al personale dedicato alla gestione del sistema informatico e all'applicazione delle disposizioni relative alla sicurezza (*ex* legge n. 626/94) e due stampanti *laser* a colori di rete. Complessivamente, alla fine del 2000 erano collegati alla rete locale realizzata nella sede di Milano e nell'ufficio di Roma 130 postazioni di lavoro.

Il 2000 ha anche visto il consolidamento del sistema informatico con l'acquisizione di un ulteriore *server* di media potenza (da affiancare a quelli già esistenti) per ulteriori 36 Gigabyte di memoria su cui sono stati avviati servizi Web di condivisione delle banche dati interne. È anche proseguito l'adeguamento delle infrastrutture di rete della sede con il rifacimento di quelle orizzontali di piano in connessione con i lavori di ristrutturazione dell'edificio. È stato infine rinnovato il servizio in *outsourcing* del supporto operativo (*help-desk*) attraverso l'inserimento di due nuove figure professionali.

Distribuzione di funzionalità informative

Nel corso dell'anno sono state realizzate soluzioni di connettività ad alta velocità (tramite canali 2Mbps) e di sicurezza (*Firewall*) tra le due reti locali di Milano e di Roma e l'ambiente esterno (Internet). È stato anche assicurato un *backup* al collegamento dedicato tra le due reti locali.

È stata inoltre avviata la realizzazione di servizi Web interni, accessibili a tutto il personale dell'Autorità a supporto prevalente delle risorse e delle attività informative.

Sottosistemi applicativi

È stato realizzato il primo nucleo informatico del sottosistema applicativo del Servizio amministrazione e del personale, selezionando e installando alcuni applicativi su piattaforma *Oracle* e interfaccia Web, tra cui:

1. *Contabilità finanziaria ed economica* per la gestione completa degli aspetti finanziari ed economici dell'Autorità;
2. *Inventario per gestire le operazioni* di inventariazione quali la rilevazione, la classificazione, la descrizione e la valutazione dei beni;
3. *Gestione della documentazione fiscale* al fine della compilazione dei modelli richiesti per legge e la generazione del dischetto destinato al Ministero delle finanze.

Formazione del personale interno

L'attività di formazione informatica educa il personale dell'Autorità all'uso dei prodotti *software* per lo sviluppo di *data base* dipartimentali. Il progetto si è articolato in 18 giornate di docenza distribuite su 8 sessioni di formazione sui 4 diversi temi previsti.

Il personale adibito al servizio informatico ha altresì organizzato alcune sessioni di aggiornamento sull'uso degli strumenti individuali di *office automation* e di *workgroup* per adeguare il livello di conoscenza del personale alle nuove versioni dei prodotti installati.

Servizi della biblioteca

Il catalogo della biblioteca è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di materiale bibliografico specializzato negli ambiti disciplinari della regolamentazione e controllo, del diritto e dell'economia dell'energia. In particolare nel corso dell'anno 2000 e nei primi mesi del 2001 si sono aggiunti circa 150 nuovi titoli di monografie. Gli abbonamenti a periodici specializzati attualmente in corso sono un centinaio e riguardano riviste in formato sia cartaceo, sia elettronico, diffuse attraverso Internet o la posta elettronica.

Le innovazioni tecnologiche che si stanno sviluppando nel campo della documentazione e dell'informazione orientano sempre più l'attività della biblioteca verso servizi di ricerca, reperimento e catalogazione di risorse e informazioni presenti sulla rete Internet. Attualmente l'utilizzo dei servizi della biblioteca è riservato ai soli dipendenti dell'Autorità.

GESTIONE FINANZIARIA

La gestione finanziaria, disciplinata dal Regolamento di contabilità dell'Autorità, si svolge in base al bilancio annuale di previsione approvato dall'Autorità stessa. Il rendiconto dell'esercizio finanziario 2000, approvato con delibera 26 aprile 2001, n. 92 e predisposto in termini di competenza, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare (Tav. 8.5).

Come nei precedenti esercizi, le entrate accertate (circa 36 miliardi di lire, al netto delle partire di giro) hanno superato le spese impegnate (23 miliardi, sempre al netto delle partite di giro), determinando un avanzo di amministrazione di quasi 14 miliardi (al netto delle variazioni generate da residui attivi e passivi perenti, 0,5 miliardi), più ampio di quello registratosi nell'anno precedente (10 miliardi).

Al maggiore avanzo ha contribuito la dinamica delle entrate, cresciute di oltre l'11 per cento, in presenza di una sostanziale stazionarietà delle spese (1,3 per cento).

Le entrate sono costituite, per la quasi totalità, dal contributo a carico dei soggetti esercenti il servizio di energia elettrica e gas (quasi 35 miliardi di lire). Il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio pubblico, essendo a carico degli esercenti, che vi concorrono con un contributo annuale fissato in misura non superiore all'uno per mille dei ricavi. L'aliquota è determinata con atto del Ministero delle finanze; per l'anno 2000 è stata fissata nella misura dello 0,6 per mille.

Tra le uscite, le spese per il personale e per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa lire 14 miliardi di lire. Le indennità spettanti ai Componenti dell'Autorità sono equiparate al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte Costituzionale con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 13 maggio 1998; per l'anno 2000 sono state confermate sulla base di quanto stabilito dal Decreto del Presidente della Corte costituzionale dell'11 marzo 1999, n. 11473. Il lieve incremento delle spese per il personale dipendente, passate da lire 11,7 miliardi di lire nel 1999 a 12,3 nel

2000, è da porre in relazione ai maggiori oneri sostenuti dall'Autorità conseguenti soprattutto al processo di qualificazione professionale.

Il ricorso a prestazioni di servizi resi da terzi è stato effettuato, nella maggior parte dei casi, sulla scorta di procedure di selezione comparativa per l'affidamento di incarichi specialistici. Il canone di locazione per l'immobile dove ha sede l'Autorità tiene conto dell'acquisizione di ulteriori spazi da destinarsi a uso ufficio.

Le spese in conto capitale, di entità non ragguardevole (0,5 miliardi), consistono essenzialmente in spese per acquisizione di attrezzature informatiche, di mobili e arredi e per acquisto di materiale specialistico per la biblioteca, ossia di investimenti necessari a consolidare e accrescere la dotazione specialistica e tecnica. L'Autorità continua a non disporre di veicoli di proprietà.

Anche nell'esercizio 2000 si è proceduto all'accantonamento al Fondo compensazione delle entrate dell'avanzo di amministrazione generato nell'anno precedente. A tale fondo affluiranno gli eventuali ulteriori futuri avanzi di amministrazione fino a concorrenza di 40 miliardi di lire, importo giudicato adeguato per assicurare l'operatività della struttura nel caso di tardiva o incompleta erogazione del contributo da parte degli esercenti.

TAV. 8.5 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO**

Miliardi di lire; anni solari

	2000	1999	VAR.%	COMP.% (A)
ENTRATE	**36,0**	**32,3**	**11,5**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	34,8	31,9	9,1	96,7
Altre entrate	1,2	0,4	200,0	3,3
SPESE	**22,7**	**22,4**	**1,3**	**100,0**
Spese correnti:	*22,2*	*22,2*	*0,0*	*97,8*
Funzionamento degli organi istituzionali	2,0	2,3	-13,0	8,8
Personale in servizio	12,3	11,7	5,1	54,2
Comitati, consulenze e prestazioni rese da terzi	2,7	2,8	-3,6	11,9
Canoni di locazione	2,1	2,0	5,0	9,3
Altre spese per acquisto di beni e servizi	3,1	3,3	-6,1	13,7
Spese in conto capitale:	*0,5*	*0,3*	*66,7*	*2,2*
Variazione dei residui attivi	0,0	0,0	-	-
Variazione dei residui passivi	0,5	0,4	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**13,8**	**10,3**	-	-

A) Anno 2000

GLOSSARIO

Accesso di terzi alla rete: secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE), l'accesso dà la possibilità di immettere e/o di prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e di distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a terzi non proprietari della rete. L'accesso può essere organizzato secondo tre diverse modalità:

- *accesso alle reti negoziato*: sistema di accesso basato su contratti individuali a prezzi liberamente negoziati dalle parti (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) e la pubblicazione delle tariffe medie di accesso;
- *accesso alle reti regolato*: sistema di accesso basato su contratti individuali (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) a prezzi regolati da un apposito organismo (autorità di regolazione, Ministero, ecc.);
- *acquirente unico* (vedi *infra*).

Secondo la Direttiva europea sul mercato interno del gas (98/30/CE), l'accesso alle reti riguarda il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliari di stoccaggio e può avvenire secondo le modalità previste per la direttiva sul mercato elettrico, tramite accesso negoziato o accesso regolato; non è invece esplicitamente prevista la possibilità dell'acquirente unico.

Acquirente unico (AU): ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, art. 4, c. 1, "*il gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una società per azioni denominata "acquirente unico"*. La società stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario."

Allacciamento: configurazione degli impianti di produttori e utilizzatori ai fini della connessione alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nel servizio del gas è la condotta che realizza la connessione fra la rete di trasporto o di distribuzione e il punto di consegna e riconsegna; può comprendere impianti di trattamento del gas, impianti di riduzione della pressione e apparecchi di misura. Per allacciamento aereo si intende l'esecuzione di un intervento solo sulla colonna montante o sulla derivazione di utenza.

Arbitrato: procedura di soluzione di controversie che, derogando alla giurisdizione ordinaria, permette alle parti di rivolgersi a giudici privati nella sede individuata e secondo regole scelte di comune accordo. Il risultato è una decisione dell'arbitro, il quale emette una sentenza (lodo).

Autoproduttore: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 2 "*è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.*"

Bilancio ambientale: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente delle interrelazioni dirette tra l'impresa e l'ambiente naturale, attraverso un quadro riassuntivo di dati quantitativi relativi all'impatto ambientale di determinate attività produttive e all'impegno economico dell'impresa nel campo della protezione ambientale.

Bilancio energetico: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di tempo. Normalmente, i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (in generale il petrolio). Il prospetto di bilancio permette di evidenziare tra gli altri due saldi significativi: consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) (vedi *infra*); consumi finali di energia (o impieghi finali) (vedi *infra*).

Biogas: gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, ad esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.

Biomassa: masse biologiche che possono essere recuperate e convertite in energia elettrica, in calore o in prodotti chimici sostitutivi di derivati del petrolio (biocarburanti). Per la loro capacità di rigenerarsi, vengono generalmente considerate fonti rinnovabili. Possono suddividersi in quattro categorie:

- residui agroindustriali;
- sottoprodotti agricoli;
- residui forestali e dell'industria del legno;
- colture energetiche.

Black-start reserve: è costituita dalla potenza messa a disposizione da impianti di produzione in grado di riavviarsi e di entrare in servizio senza l'ausilio della rete elettrica.

Carbon tax: tassazione dei combustibili energetici di origine fossile in base al loro contenuto di carbonio, al fine di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse): istituzione con il compito di gestire il sistema di perequazione tariffaria, cioè dei flussi in entrata, derivanti dal pagamento di componenti tariffarie da parte degli utenti finali, e dei corrispondenti flussi in uscita, consistenti nei contributi alle imprese aventi diritto. Il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato del 15 settembre 1947, n. 896 attribuiva al Cip la facoltà di istituire Casse di conguaglio. L'attuale Ccse è stata istituita dal provvedimento Cip 29 agosto 1961, n. 341, in corrispondenza dell'unificazione su tutto il territorio nazionale dei prezzi e strutture tariffarie nel settore elettrico. Con la legge legge 14 novembre 1995, n. 481 sono state trasferite all'Autorità le competenze in materia di Ccse.

CDR (combustibile derivato da rifiuti): in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "*Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*", combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione ed a garantire un adeguato potere calorico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in co-combustione (generalmente con il carbone).

Ciclo combinato: tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa che si basa sull'utilizzo di una o più turbine (generalmente a gas turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione.

CIP (Comitato interministeriale dei prezzi): comitato costituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e presieduto dal

Ministro con il compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell'energia elettrica e del gas. E' stato abolito in data 31 dicembre 1993 dalla legge n. 577 e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Clienti idonei (settore elettrico): secondo la Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, sono i clienti ammessi a operare sul mercato libero, scegliendo il proprio fornitore. Essi hanno la facoltà di acquistare energia elettrica o gas da qualsivoglia operatore abilitato presente sul mercato e di ottenere il trasporto di tale energia sulle reti di trasmissione e distribuzione.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 6, "*è la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero*".

Clienti idonei (settore gas): Secondo il decreto legislativo n. 164/00, art. 2 c. 1 è "*la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al sistema*".

Clienti vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolamentate.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 7, "*è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza*".

Codice di rete: Nel caso del gas naturale, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2 c. 1 il codice di rete è il "*codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rete*". La dizione "codice di rete" ha scarsi precedenti nell'ordinamento italiano, almeno come codice di regole e modalità di gestione e funzionamento, adottato da un'impresa.
Nel settore dell'energia elettrica il Grtn adotta un "codice di trasmissione e dispacciamento", ai sensi della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, che disciplina le attività di trasmissione e dispacciamento e i rapporti

del Grtn con i soggetti utenti e i proprietari della rete di trasmissione nazionale. In quanto adottato da un'azienda pubblica, tale codice si configura come un disciplinare tecnico-amministrativo.
Nel settore del gas per le forti analogie con l'esperienza inglese, il codice di rete si riferisce, non tanto al paradigma amministrativo indicato per il settore dell'energia elettrica, quanto al paradigma "contrattuale" del *Network Code* inglese. Secondo tale paradigma il codice di rete viene inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, salvo le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel codice, scelta della durata fra quelle contemplate, quantità, e così via.

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Coltivazione: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2 c. 1 è l'attività di *"estrazione di gas naturale da giacimenti"*.

Componenti A^c, C^c: Componenti della tariffa elettrica a copertura di, rispettivamente:

- oneri generali afferenti al sistema elettrico;
- costi sostenuti nell'interesse generale

Componenti tariffarie UC e GR: Componenti della tariffa elettrica finalizzate ad assicurare condizioni di economicità e redditiità ai soggetti esercenti, nonché a garantire la gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario. Ai sensi della delibera 29 dicembre 1999, n. 204/99 per:

- componenti tariffarie UC_1 si intendono le componenti unitarie, espresse in lire/kWh e in lire/cliente per anno, a copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione;
- per componenti tariffarie UC_2 si intendono le componenti unitarie, espresse in lire/kWh e in lire/cliente per anno, a copertura della ulteriore componente di ricavo a favore della produzione di energia elettrica delle imprese produttrici-distributrici per il mercato vincolato, prevista nella transizione al nuovo asetto organizzativo della generazione di energia elettrica, nel rispetto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese come indicate nel Documento di programmazione economica e finanziaria per il quadriennio 200-2003;
- per componenti tariffarie GR si intendono le componenti tariffarie unitarie,

espresse in lire/cliente per anno e in lire/kWh, attraverso le quali viene assicurata gradalità degli effeti del nuovo ordinamento tariffario rispetto a i libelli tariffari unitari vigenti il 31 dicembre 1999.

Compressione: trasformazione termodinamica che comporta una diminuzione di volume a causa di un aumento di pressione. Per mantenere il flusso del gas in pressione all'interno dei metanodotti occorre effettuare un'operazione di compressione ad intervalli regolari (compresi tra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestionali), così da compensare l'energia dissipata dall'attrito viscoso tra le molecole del gas e tra queste e la parete interna della condotta. La compressione avviene di solito a partire da 55-60 bar (in dipendenza di vari fattori tecnici ed economici). Vengono usati generalmente compressori centrifughi, azionati da turbine a gas o da tradizionali turbine industriali (*heavy-duty*), di costruzione più pesante e per uso continuativo. Prima della compressione, il gas naturale viene filtrato per rimuoverne le eventuali impurità (polvere, liquidi) che altrimenti comprometterebbero il buon funzionamento del compressore (nel quale il gas raggiunge velocità non lontane da quelle del suono). In uscita, il gas è più caldo che all'ingresso e, all'occorrenza, viene raffreddato in appositi scambiatori di calore per evitare danni alle condotte e al loro rivestimento. Alla stazione di compressione vengono spesso associati vari impianti ausiliari. Talvolta la stazione è anche un punto di consegna del gas fornito da un altro trasportatore. Alcune stazioni sono installate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza con un sito di stoccaggio. Il complesso formato dalla stazione di compressione, dal nodo di smistamento e dallo stoccaggio si configura in tal caso come un polo (*hub*) atto a fornire un servizio diversificato (compressione, trattamento, smistamento, stoccaggio).

Concessione: atto amministrativo con il quale il titolare di un diritto esclusivo assegna a terzi l'esercizio di un'attività che altrimenti sarebbe riservata solamente all'autorità concedente. Nel settore del gas, la concessione permette al Comune, titolare del servizio, di attribuire le attività di distribuzione del gas a un soggetto terzo. L'articolazione dei diritti e degli obblighi del concessionario costituisce parte integrante del disciplinare di concessione. Nel caso della concessione attribuita a Enel SpA con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 28 dicembre 1995, a norma della legge 8 agosto 1992, n. 359, il disciplinare (chiamato anche convenzione) regola l'esercizio sul territorio nazionale dell'attività di trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta (art. 1, comma 1). Il disciplinare non regola, invece, le attività di importazione e esportazione, in quanto trattasi di attività sul cui regime giuridico inciderà l'attuazione della

Direttiva europea 96/92/CE. Rispetto all'attività di produzione, la convenzione regola solo gli aspetti concernenti il conferimento di dette attività ad una società separata e le modalità relative alla programmazione e realizzazione dei nuovi impianti di generazione (art. 1, comma 2).

Conciliazione: procedura stragiudiziale volontaria finalizzata alla soluzione di controversie di modesta entità, libera da vincoli procedurali. Il risultato non è una decisione, come nel caso dell'arbitrato (vedi supra), ma una mediazione delle ragioni di entrambe le parti.

Consumi finali di energia (o impieghi finali): quantità di energia consumata negli usi finali (vedi energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai fornitori e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.

Consumo interno lordo di energia: saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Consumo interno lordo di energia elettrica: produzione lorda di energia elettrica più saldo degli scambi con l'estero.

Consumo specifico: rapporto tra energia delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica ed energia elettrica prodotta.

Continuità del servizio: Fattore tecnico della qualità del servizio elettrico espresso dal numero e dalla durata di interruzioni del servizio di fornitura; il miglioramento della continuità corrisponde a una riduzione del numero e/o della durata delle interruzioni.

Contratti con clausole di interrompibilità: atti negoziali direttamente concordati tra Enel SpA e alcuni grandi utenti industriali non disciplinati da specifici provvedimenti amministrativi. Tali contratti sono caratterizzati da una clausola di interrompibilità della fornitura che riconosce a Enel SpA a fronte di uno sconto in tariffa la facoltà di richiedere la riduzione dei prelievi entro i limiti contrattualmente concordati in modo da fronteggiare eventuali situazioni di emergenza sulla rete attraverso una riduzione dei carichi di rete. Contratti analoghi vengono utilizzati nel settore del gas. L'interrompibilità viene prevista generalmente nel periodo invernale per un certo numero di settimane, su preavviso.

Contratto bilaterale: ai sensi del decreto n. 79/99 è il "*contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato*".

Contributo di allacciamento: prezzo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, o per la modifica di allacciamenti esistenti.

Conversione, fattori di: coefficienti che consentono di confrontare su una base comune quantità espresse con unità di misura diverse (Tav. a).

TAV. A **FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA**

UNITÀ DI MISURA	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	$2{,}778\times10^{-7}$	$2{,}388\times10^{-4}$	$9{,}482\times10^{-4}$	$3{,}229\times10^{-11}$	$2{,}388\times10^{-11}$
kWh	$3{,}6\times10^{6}$	1	860	3.412	$1{,}162\times10^{-4}$	$8{,}6\times10^{-5}$
kcal	4.186	$1{,}163\times10^{-3}$	1	3,968	$1{,}351\times10^{-7}$	10^{-7}
Btu	1.055	$2{,}931\times10^{-4}$	0,252	1	$3{,}405\times10^{-8}$	$2{,}52\times10^{-8}$
tec	$30{,}976\times10^{6}$	$8{,}604\times10^{3}$	$7{,}400\times10^{6}$	$29{,}366\times10^{6}$	1	0,74
tep	$4{,}186\times10^{10}$	$11{,}625\times10^{3}$	10^{7}	$39{,}683\times10^{6}$	1,351	1

J: joule
kWh: kilowattora
kcal: kilocaloria
Btu: *British thermal unit*
tec: tonnellate equivalenti di carbone
tep: tonnellate equivalenti di petrolio

Costi evitati: costi che possono essere risparmiati se una determinata attività viene dismessa o evitata. I costi evitati includono tutti i costi direttamente e indirettamente causati dall'attività nell'orizzonte temporale considerato: di conseguenza, possono comprendere sia i costi delle immobilizzazioni (investimenti), sia i costi correnti.

Costi sostenuti nell'interesse generale: Costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95 i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse (articolo 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/95.

Curva di carico: rappresentazione della domanda di energia richiesta dalla rete nel corso del tempo.

Cushion gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2 c. 1 è il *"quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che e' necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio"*

DSM *(demand side management)* i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio, intraprese dalle aziende energetiche, mirate ad influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali e volte ad aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema. Queste si esplicano in attività mirate a: a) incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero il risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente), b) spostare i consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei "massimi" e delle "minimi" nel corso della giornata o dell'anno e, c) stimolare sostituzioni ottimali fra fonti energetiche da parte del consumatore. I programmi di DSM, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento ad opera del governo o dei regolatori di settore. Gli strumenti utilizzati comprendono le campagne di informazione pubbliche, la definizione di standard obbligatori o volontari per le apparecchiature elettriche, l'etichettatura energetica, gli incentivi all'acquisto agevolato di apparecchiature efficienti e altri.

Direttiva comunitaria (o europea): atto giuridico delle istituzioni comunitarie; si rivolge agli Stati membri, ha efficacia vincolante per quanto attiene al risultato da raggiungere ma lascia liberi gli Stati membri nella scelta delle forme e dei mezzi atti a conseguire il risultato da essa indicato. Viene incorporata nell'ordinamento nazionale attraverso il suo recepimento, effettuato con approvazione parlamentare di una legge o tramite delega del Parlamento al Governo.

Dispacciamento (settore elettrico): ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 10 *"attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari"*.
Nel caso dell'energia elettrica, il centro di dispacciamento, sulla base dei costi

degli impianti di generazione, distinti per diversi intervalli di tempo, chiama in funzione gli impianti secondo un ordine che può seguire criteri tecnici o economici. Sulla base delle previsioni di domanda e delle richieste effettive di energia elettrica lungo l'arco della giornata, il dispacciatore stabilisce quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta. Nel caso di strutture disintegrate verticalmente, in cui il dispacciatore non è anche proprietario degli impianti di produzione, l'ordinamento degli impianti viene effettuato sulla base dei prezzi o dei costi di produzione dichiarati dai singoli impianti nelle loro offerte.

Dispacciamento (settore gas): Per il gas naturale l'attività di dispacciamento è definita ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2 comma 1 come "*attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori*".
Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta-disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas di produzione nazionale, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

Distribuzione (settore elettrico): secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 14: *"è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per consegna ai clienti finali"*.

Distribuzione (settore gas): Nel settore del gas il termine è genericamente riferito all'attività di trasporto del gas e si distingue tra distribuzione primaria, che avviene normalmente con reti ad alta pressione (> 5 bar), partendo dai metanodotti principali (o dorsali), e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione (<0,5 bar). Il decreto legislativo n. 164/00, ha fatto chiarezza tra queste due attività assegnando loro due distinte definizioni. Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 art. 2 comma 1, infatti, la distribuzione primaria è definita con il termine di trasporto, ovvero l'attività di "trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione", mentre la distribuzione secondaria è definita con il termine distribuzione ed è l'attività di "*trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti*". In Italia, la distribuzione è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto

Eccedenze di energia elettrica: quantitativi di energia elettrica prodotti da un autoproduttore eccedenti il suo fabbisogno che, senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata, vengono ceduti, ai sensi dell'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 4, n. 8, della legge n. 1643/62, modificato ed integrato dall'art. 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308 (cosiddette "imprese elettriche minori"). L'Autorità con la delibera 28 ottobre 1997, n. 108, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, ha modificato i prezzi di cessione delle eccedenze stabiliti dal provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6.

Energia (potenza) attiva: energia elettrica trasformabile in energia di altra natura (ad esempio in energia meccanica); si misura in Watt (W).

Energia (potenza) reattiva: in un sistema elettrico in corrente alternata rappresenta l'energia scambiata con continuità fra i diversi campi elettromagnetici associati con il funzionamento del sistema elettrico medesimo e di tutte le apparecchiature ad esso connesse; si misura in Volt Ampere reattivi (VAr). Al contrario dell'energia (potenza) attiva non può essere trasformata in energia di altra natura.

Energia elettrica richiesta sulla rete: produzione netta destinata al consumo più saldo (positivo o negativo) con l'estero (importazioni meno esportazioni di energia elettrica). L'energia elettrica richiesta su una rete è anche uguale alla somma dei consumi di energia elettrica degli utilizzatori finali (domanda finale) e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Energia, usi finali: impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazione tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: a) usi civili, b) usi industriali, c) usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica, ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).

Fattore di potenza (cosφ): coefficiente pari al rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente (vedi): $\cos\varphi = \frac{P}{S}$

Fonti energetiche primarie: prodotti energetici allo stato naturale: carbone fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

Fonti energetiche assimilate: risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (vedi *Indice Energetico*). Secondo il disposto del provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche convenzionali: secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

Fonti energetiche rinnovabili: fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di biomasse.

Fonti energetiche secondarie o derivate: fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Fornitura: L'insieme delle attività di distribuzione e vendita.

Gas naturale liquido (GNL): porzioni di gas che si liquefanno in superficie negli impianti separatori o di trattamento del gas. Il GNL è composto essenzialmente da propano, butano e pentano, ma è più leggero della gasolina naturale.

Gas serra: sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. La loro concentrazione crescente nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva e accelerante di questi gas continui incontrollata, secondo molti scienziati è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima. Tuttavia, permangono incertezze sull'entità di tali effetti e sulla loro configurazione geografica e stagionale. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un *basket* di 6 gas

serra: l'anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4), il protossido di azoto (N_2O), i clorofuorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafloruro di zolfo (SF_6).

Gas di petrolio liquefatti (GPL): famiglia di prodotti petroliferi costituita principalmente da idrocarburi semplici come il propano e il butano, che si trovano allo stato gassoso a temperatura e pressione atmosferica ordinaria ma che possono essere facilmente liquefatti con l'aumento della pressione. Ciò ne consente il trasporto sia in forma gassosa attraverso reti urbane, sia in bombole o su carri cisterna. Sono caratterizzati da grande versatilità d'uso, ma sono normalmente più costosi del metano; pertanto il loro utilizzo in reti urbane è solitamente limitato a zone non servite dalla rete dei metanodotti.

Gas di cokeria: gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

Gestore della rete di trasmissione : l'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE) lo definisce quale soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L'art. 8 attribuisce al gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria.
Ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 3, comma 1 e delibera 18 febbraio 1999, n. 13 dell'Autorità, il gestore della rete di trasmissione nazionale "*esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale*".

Grado di sviluppo in un bacino tariffario di distribuzione del gas: il consumo medio per utente nell'ultimo anno di riferimento, con esclusione delle vendite in deroga (vedi *infra*), espresso in Mcal/utente.

Gruppo di misura: La parte dell'impianto di alimentazione del cliente che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente; il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

Gruppo di riduzione: Il complesso costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali aventi la funzio-

ne di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile.

Indice energetico (Ien): parametro introdotto dal provvedimento Cip n. 6/92 per la definizione delle condizioni di assimilabilità di un impianto termoelettrico a un impianto alimentato da fonti rinnovabili.

Livelli specifici di qualità: Livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione all'utente (articolo 2, comma 12, lettera *h*), legge n. 481/95).

Livelli generali di qualità: Livelli di qualità del servizio riferiti al complesso delle prestazioni (articolo 2, comma 12, lettera *h*), legge n. 481/95)

Mercato contendibile: mercato caratterizzato dall'assenza di costi non recuperabili o altre barriere all'entrata o vantaggi delle imprese già operanti che potrebbero impedire a nuovi entranti non meno efficienti di competere in condizioni paritarie.

Mercato vincolato: secondo la terminologia introdotta dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE) indica la quota del mercato non aperta alla concorrenza in cui il cliente non può scegliere il fornitore; al mercato vincolato, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 è assicurata la tariffa unica nazionale.

Oneri generali afferenti al sistema elettrico: Costituiscono oneri generali afferenti al sistema elettrico (articolo 3 comma 11, decreto legislativo n. 79/99 e articolo 3 comma 13, decreto legislativo n. 79/99):

a) la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, limitatamente alla quota non recuperabile a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;
b) la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, già realizzati alla data del 19 febbraio 1997, di proprietà di imprese produttrici-distributrici e non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6;
c) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, in quanto svolte dalla società costituita a tal fine dall'Enel Spa a norma dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 79/99;

d) i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
e) i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientali;
f) gli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali per le forniture di energia elettrica previste dalle norme primarie richiamate nell'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione n. 70/97, e dal decreto 19 dicembre 1995 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Hanno natura di oneri generali afferenti al sistema elettrico, in base all'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, gli oneri connessi alla promozione del l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Opzione tariffaria: Insieme di corrispettivi unitari, definito dal fornitore ed offerto a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia, che determina l'esborso a carico del cliente per la fruizione del servizio elettrico e del gas, al netto degli oneri fiscali.

Opzione tariffaria sociale: Opzione tariffaria riservata ai soli clienti in grado di documentare le proprie condizioni economiche disagiate.

Opzioni tariffarie base: Opzioni tariffarie, definite dal fornitore ed offerte a tuttii clienti appartenenti alla stessa tipologia ad eccezione dei clienti domestici e tali che: a) ogni opzione soddisfi il vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza; b) l'insieme delle opzioni tariffarie base e speciali (si veda la definizione successiva) offerte a ciascuna tipologia di utenza soddisfi il vincolo V1 ad essa relativo.

Opzioni tariffarie speciali: Opzioni tariffarie definite dal fornitore ed offerte a tuttii clienti appartenenti alla stessa tipologia - ulteriori rispetto a quelle regolamentate o, per l'utenza domestica, alla tariffa definita dall'Autorità - soggette ad approvazione da parte dell'Autorità e tali da soddisfare, insieme alle opzioni tariffarie base offerte a ciascuna tipologia di clienti, il vincolo V1 relativo a tale tipologia.

Ordine di merito: l'ordine con il quale, istante per istante, gli impianti di generazione vengono chiamati a operare per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Ore piene - ore vuote: periodi che statisticamente presentano, rispettivamente, la maggiore e la minore richiesta di energia elettrica su una rete. Nel provvedimento Cip n. 6/92 le ore piene rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico definite dal provvedimento Cip 19 dicembre 1990, n. 45, e sono poste pari a 3.600 ore/anno.

Orimulsion: contrazione di *Orinoco emulsion*. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Ossidi di azoto (NO_x): agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO_2). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO_x) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.

Ossidi di zolfo (SO_x): anidride solforosa (SO_2) e anidride solforica (SO_3), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perequazione (meccanismo di): Meccanismo di riallocazione di risorse tra imprese distributrici, in particolare per la compensazione delle differenze tra i costi di fornitura in diversi ambiti territoriali non imputabili agli esercenti e da questi non controllabili (articolo 3, comma 6, legge n. 481/95).

Perdite di trasporto e trasformazione: perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico. Nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale si generano perdite per dispersioni e per consumo nelle stazioni di compressione e negli impianti di trattamento.

Permessi negoziabili: strumenti di politica ambientale che attribuiscono un diritto di emissione ai loro possessori. L'autorità di governo emette un numero di permessi coerente con il livello complessivo prestabilito di emissioni. Il proprietario dei permessi può scegliere di utilizzarli - emettendo una quantità di emissioni corrispondente a quella consentita dal singolo permesso moltiplicata per il numero di permessi posseduti - o di venderli. Si viene così a creare un mercato dei permessi il cui prezzo rifletterà il costo marginale di abbattimento delle emissioni. Questo costo viene minimizzato, per il sistema nel suo complesso, grazie alla possibilità di ridurre le emissioni laddove l'abbattimento è meno oneroso: i soggetti per i quali è meno costoso abbattere ridurranno infatti le emissioni in misura relativamente maggiore e venderanno i permessi a

coloro per i quali l'abbattimento è più oneroso. Nell'ultimo decennio sono state avviate varie esperienze di utilizzo di questo meccanismo per problemi di inquinamento locale e nazionale di varia natura. L'esperienza più nota è quella in corso negli Stati Uniti nell'ambito della strategia nazionale contro le piogge acide. Il Protocollo di Kyoto (vedi) ha introdotto la possibilità di ricorrere a questo strumento in ambito internazionale.

Potenza: energia per unità di tempo.

Potenza apparente (S): in un sistema elettrico in corrente alternata è pari a:

$$S = \sqrt{P^2 + R^2}$$

dove con P ed R sono indicate rispettivamente la potenza attiva e quella relativa; si misura in Volt Ampere (VA).

Potenza efficiente (di un impianto di generazione): massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto; è netta se misurata all'uscita dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

Price cap: criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Si traduce nella fissazione *ex ante* di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato generalmente pluriennale. Nella sua versione più semplice il vincolo alla crescita dei prezzi è dato dall'espressione $t = p - x$, dove p è il tasso di inflazione e x è il tasso di variazione della produttività. Il metodo fa si che ogni risparmio di costo in eccesso a quello implicito nelle regole si traduca in maggiori profitti.
La legge n. 481/95 definisce il *price cap* come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo almeno triennale dai seguenti parametri:

- tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

Potere calorifico (potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore,

PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest'ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni (Tav. b).

TAV. B **POTERE CALORIFICO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI**

kcal per 1kg

PETROLIO GREGGIO	10.000
G.P.L.	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	8.250
CARBON FOSSILE	7.400

Produzione lorda di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Produzione netta di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Producibilità da apporti naturali (di un impianto idroelettrico in un determinato periodo): quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo l'utilizzazione completa di detti apporti e tutte le parti dell'impianto interamente di efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.

Produttore indipendente o autonomo: imprese la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE): *"produttore che non svolge funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito"*.

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 18, "*il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto*".

Protocollo di Kyoto: protocollo firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici (*United Nation Framework Convention on Climate Change*). Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra (vedi) entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il basket di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafloruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione Europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi parti della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, compresi i paesi dell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO_2 relative al 1990.

Regime di riserva: forma di assunzione singolare con cui lo Stato riserva a sé stesso una certa attività economica appropriandosi di diritti esclusivi. Le attività elettriche in Italia sono disciplinate da tale regime.

Rete elettrica magliata: struttura di rete elettrica tale da consentire percorsi di interconnessione elettrica tra due punti alternativi qualsiasi; permette pertanto di alimentare la stessa utenza da rami diversi, assicurando così una maggiore continuità e affidabilità di servizio.

Reti energetiche di trasporto e distribuzione: insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).

Ricorso amministrativo: strumento che, su istanza di un privato, è volto ad introdurre un procedimento amministrativo di secondo grado per la revisione o il riesame di un atto amministrativo, al di fuori di ogni intervento giudiziale. Può assumere tre forme: il ricorso in opposizione, diretto alla stessa autorità che ha emanato l'atto; il ricorso gerarchico, diretto all'autorità superiore a quella che ha emanato l'atto; il ricorso straordinario al Capo dello Stato, deciso con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro competente, sentito il parere del Consiglio di Stato.

Ricorso giurisdizionale: strumento che, su istanza di un privato, è volto ad ottenere un sindacato giurisdizionale di legittimità di un provvedimento amministrativo, con cognizione limitata alla disapplicazione dell'atto, se proposto davanti ad un giudice ordinario, o al suo annullamento, se proposto dinanzi ad un giudice amministrativo. Solitamente, il giudice ordinario è competente per questioni involgenti diritti soggettivi mentre il giudice amministrativo è competente su interessi legittimi. Tuttavia per alcune materie o controversie, fra le quali i ricorsi proposti avverso i provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il giudice amministrativo ha una competenza speciale esclusiva, vale a dire non limitata agli interessi legittimi, ma estesa anche ai diritti soggettivi.

Riserve: si definiscono riserve i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale, condensati da gas naturale, liquidi recuperati da gas naturale e sostanze ad essi associate (ad esempio zolfo da idrocarburi contenenti H_2S) che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti, a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche esistenti al momento, impiegando tecniche operative già note e con la normativa di legge vigente.

Riserva rotante primaria: la riserva rotante primaria è costituita dall'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione sotto il controllo di un regolatore automatico posto sul generatore medesimo.

Riserva rotante secondaria: la riserva rotante secondaria è costituita dall'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione del sistema di controllo centralizzato della frequenza.

Riserva pronta: con il termine di riserva pronta viene normalmente identificata la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dei minuti (15 minuti per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine delle ore (2 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

Riserva fredda: con il termine di riserva fredda viene normalmente identificata la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dell'ora (entro un'ora per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine di più ore (8 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

RSU (rifiuti solidi urbani): possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "*Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*" precisa le diverse categorie di RSU.

Scambio, di energia elettrica: ai sensi della delibera 18 febbraio 1999 n. 13 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è definita, nell'ambito del vettoriamento, come "la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente".

Separazione amministrativa: identificazione di attività operative nell'ambito di un'impresa organizzata in forma integrata e attribuzione delle relative responsabilità di gestione a soggetti distinti, come se ciascuna attività fosse un'impresa indipendente.

Separazione contabile: predisposizione di contabilità separate per diverse attività di un'impresa organizzata in forma integrata in modo da poter individuare gli elementi economici (costi e ricavi) e gli elementi patrimoniali (capitale impiegato) associati a ciascuna prestazione e funzione.

Servizi accessori: servizi necessari per la gestione di una rete di trasporto o di distribuzione del gas, come ad esempio i servizi di regolazione della pressione, il bilanciamento del carico, la miscelazione.

Servizi ancillari: servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione (riserva statica, regolazione di frequenza, regolazione della tensione e riavviamento della rete).

Servizi ancillari utilizzati nella regolazione della tensione: servizi ancillari necessari per il servizio di regolazione della tensione, sostanzialmente riconducibili alla messa a disposizione di una capacità di generazione di potenza ed energia reattiva controllata dal regolatore installato localmente sul generatore nel caso della regolazione primaria o dal regolatore centralizzato nel caso della regolazione secondaria.

Sovrapprezzi: componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche di natura diversa. Con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70, recante *Razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, sono stati inglobati in tariffa.

Stoccaggio: deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale.
Nel caso del gas naturale lo stoccaggio può essere stagionale o di picco e risponde alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro i limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete.
Gli stoccaggi stagionali (che possono anche avere un ruolo di riserva) devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda per essere poi prelevate gradualmente durante i periodi di forte domanda. Quelli di picco consentono invece il rilascio di quantità significative in tempi brevi, ma contengono generalmente anche quantità modeste di gas naturale. Nel settore del gas si distingue, inoltre, tra stoccaggio operativo e stoccaggio strategico.

Stoccaggio operativo: accumulo di gas predisposto per far fronte all'escursione della domanda sia su base stagionale, sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiore a quelli raggiungibili con mezzi ordinari, ossia mediante variazioni nella produzione nazionale e/o importazione, oppure anche attraverso variazioni nella pressione del gas, entro i limiti consentiti dall'esercizio della rete. Gli stoccaggi operativi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere (inclusi giacimenti esau-

riti di petrolio e gas), depositi salini, serbatoi di gas liquefatto. Le diverse tipologie di stoccaggio sono caratterizzate da costi di investimento e di esercizio molto diversi, tali da determinare distinte opportunità di utilizzo a seconda delle esigenze. Per la modulazione di picco tipica delle fluttuazioni giornaliere è più economico lo stoccaggio effettuato in serbatoi di gas liquefatto o in depositi salini, mentre per la modulazione stagionale risultano economici gli stoccaggi in falde acquifere e in giacimenti esauriti. Gli stoccaggi nazionali impiegano quasi esclusivamente giacimenti di quest'ultimo tipo.

Stoccaggio strategico: stoccaggio volta a compensare interruzioni impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera. Rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcuni miliardi di mc di gas, aggiuntivi rispetto agli stoccaggi operativi finalizzati alla copertura delle oscillazioni stagionali e giornaliere della domanda. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è maggiore in estate, quando la domanda è molto contenuta, è invece minore in inverno, nella situazione opposta.

TAR (Tribunale amministrativo regionale): organo di giurisdizione amministrativa, competente a giudicare, in generale, sui ricorsi proposti nei confronti di atti amministrativi da privati che si ritengono lesi, in maniera non conforme all'ordinamento giuridico, in un proprio interesse legittimo. È organo amministrativo di primo grado, le cui sentenze sono appellabili davanti al Consiglio di Stato. L'art. 2, comma 25, della legge n. 481/95 dispone che "*I ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti delle Autorità rientrano nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo e sono proposti avanti il tribunale amministrativo regionale ove ha sede l'Autorità*". Nel caso di ricorsi avverso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il tribunale amministrativo competente è quello della Lombardia.

Tariffa: secondo la legge istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si intendono per tariffe "*i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte*" (art. 2, comma 17). L'art. 3, comma 2, della legge n. 481/95 stabilisce che, per la fornitura dell'energia elettrica, i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale. Poiché l'art. 2, comma 17, stabilisce che per tariffe si intendano i prezzi massimi unitari, ne consegue che questi ultimi devono essere identici sul territorio nazionale. L'articolo 1, comma 7 del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che: "*la tariffa applicata ai clienti vincolati... è unica sul territorio nazionale*".

Tariffa a "francobollo": espressione con la quale si denota un metodo tariffario nel quale il corrispettivo per l'uso della rete è indipendente dalla distanza tra il punto di consegna e il punto di riconsegna.

Tariffa base settore elettrico: Insieme dei corrispettivi che caratterizzano la tariffa, al netto delle componenti C, delle componenti A e del corrispettivo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica ( ).

Tariffa D1: Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire ai clienti domestici al termine del periodo di transizione.

Tariffa D2: Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire agli attuali clienti domestici "residenti" con potenza impegnata non superiore a 3 kW durante il primo periodo di regolazione.

Tariffa D3: Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire agli attuali clienti domestici non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW durante il primo periodo regolatorio.

Tariffa binomia: tariffa composta da una parte fissa volta alla copertura di costi fissi, e da una parte proporzionale ai consumi, destinata a coprire i costi variabili.

Tariffa bioraria, multioraria: tariffa differenziata in base al periodo della giornata, al giorno della settimana, alla stagione. La tariffa bioraria trova applicazione, nel sistema tariffario italiano, nelle utenze domestiche superiori a 6 kW di potenza installata; quella multioraria nelle utenze in locali e luoghi diversi dall'abitazione per le forniture in media e alta tensione di durata non temporanea.

Teleriscaldamento: sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto a cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore.

Trasmissione dell'energia elettrica: trasporto dell'energia elettrica sulla rete interconnessa, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 24, "*è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta ai sensi del comma 2 (dello stesso decreto,* ndr)".

Nella Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale (98/30/CE), è "il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti "upstream".

Ucpte: Unione per il coordinamento della generazione e trasmissione di elettricità (*Union for the Coordination of Electricity Generation and Transmission*): dall'1 gennaio 1997, in seguito alla modifica del suo statuto, l'Unione definisce le regole tecniche necessarie al funzionamento delle interconnessioni tra le reti nazionali dei paesi membri. I membri sono le società elettriche dei paesi che collaborano alla sincronizzazione delle frequenze di interconnessione: Belgio, Germania, Francia, Grecia, Italia, Slovenia, Croazia, Bosnia-Erzegovina, Confederazione repubbliche Jugoslave, Repubblica di Macedonia, Lussemburgo, Olanda, Austria, Portogallo, Svizzera. Obiettivo della UCPTE è il coordinamento dei sistemi di trasmissione dei paesi membri, per migliorare l'affidabilità delle interconnessioni. A tale fine l'Unione stabilisce le condizioni tecniche e organizzative che facilitano gli scambi di energia tra i sistemi elettrici, promuove lo scambio di esperienze tra i suoi membri e coordina le relazioni con i più grandi sistemi elettrici dei paesi confinanti.

Ulteriore componente di ricavo del servizio elettrico: Ulteriore componente di ricavo, stimabile in circa 6 lire/kWh, riconosciuta per gli anni 2000 e 2001 a fronte della produzione di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989 n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 167 del 19 luglio 1989, 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990, e 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario.

Unipede (Unione Internazionale dei produttori e distributori di energia elettrica): organizzazione dei produttori e distributori di elettricità della quale sono membri le imprese di quasi tutti i paesi europei e di alcuni paesi che si affacciano sul Mediterraneo (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Marocco, Norvegia, Lussemburgo, Olanda, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria). All'Unipede sono inoltre affiliate società elettriche di altri 20 paesi.

Utente: soggetto che utilizza il servizio elettrico o del gas per fini di consumo finale o intermedio.

Vendite in deroga: vendite di gas da parte di aziende distributrici a clienti industriali con consumi annui superiori a 200.000 mc (con potere calorifico superiore pari a 9.200 kcal/mc), oppure a clienti ospedalieri con consumi annui superiori a 300.000 mc, attualmente non soggette a disciplina tariffaria.

Vendita di energia elettrica: cessione a titolo oneroso dell'energia elettrica all'utenza finale; questa può comprendere le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

Vendita di gas: cessione a titolo oneroso di gas; si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.

Vettoriamento: servizio di trasporto dell'energia elettrica o del gas naturale da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna.

Vincolo V1: Vincolo ai ricavi medi tariffari del servizio elettrico che ogni impresa fornitrice può ottenere da clienti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V1 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V1 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità, vedi supra).

Vincolo V2: Vincolo massimo al ricavo tariffario del servizio elettrico che ogni impresa fornitrice può ricevere da ciascun cliente che abbia scelto un'opzione tariffaria regolamentata. Il vincolo V2 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V2 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità).

Working gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2 c. 1 è il *"quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari"*.

Autorità per l'energia elettrica e il gas	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità per l'energia elettrica e il gas Servizio documentazione e studi Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano Tel 02655651 e-mail: info@autorita.energia.it
Progetto grafico *Impaginazione*	Barbara Forni, Sergio Menichelli Ruta Fotolito e Prestampa

Pubblicazione della
Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel 0685981

Direttore: Mauro Masi

Coordinamento editoriale	Giovanni Mazzà
Stampa e diffusione	Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - Salario Roma, 2001

(4601175/1) Roma, 2001 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - S.