

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 3

RELAZIONE

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

(al 30 aprile 2000)

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

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Trasmessa alla Presidenza il 5 luglio 2000

PAGINA BIANCA

I N D I C E

Presentazione del Presidente dell'autorità.....	Pag.	9
1. <i>Stato dei servizi: Elementi di contesto</i>	»	39
Introduzione.....	»	39
- L'attuazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.....	»	41
- L'attuazione della Direttiva sul mercato interno del gas.....	»	53
- Lo stato della riforma dei servizi pubblici locali .	»	59
Prezzi energetici, fiscalità e ambiente.....	»	61
- I prezzi internazionali delle fonti energetiche	»	61
- L'evoluzione della normativa sulla tassazione ener- getica.....	»	66
- Stato di attuazione della delibera CIPE 18 novem- bre 1998.....	»	73
- La legislazione sui campi elettromagnetici	»	76
La regolazione energetica nel contesto europeo	»	79
- Il coordinamento internazionale delle interconnes- sioni elettriche e delle tariffe transfrontaliere	»	79
- Il recepimento delle Direttive energetiche in Europa	»	81
2. <i>Stato dei servizi: Il settore elettrico</i>	»	91
Introduzione.....	»	91
L'evoluzione settoriale.....	»	93
- La congiuntura settoriale: produzione, importazio- ni, consumi, valore aggiunto e occupazione	»	93
- Consumi di fonti energetiche primarie	»	96
- Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza.....	»	98
- La performance delle maggiori imprese del settore elettrico	»	101
La formazione dei prezzi e delle tariffe.....	»	108
- L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi me- di aggregati	»	108

– Liberalizzazione e prezzi dell'elettricità nei paesi europei.....	Pag. 112
– Confronti internazionali di prezzo.....	» 114
– La questione degli <i>stranded cost</i> : sviluppi in Europa.....	» 121
La liberalizzazione del mercato.....	» 123
– Le modifiche della struttura dell'offerta e la nascita di nuovi operatori.....	» 123
– Il piano di dismissioni delle centrali dell'Enel S.p.A.....	» 124
– Capacità di importazione e mercato libero.....	» 133
– Caratteristiche dei clienti idonei.....	» 137
– L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati.....	» 139
Qualità e condizioni del servizio.....	» 144
– Lo stato della qualità del servizio.....	» 144
– La continuità del servizio.....	» 152
– La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio elettrico.....	» 157
3. <i>Stato dei servizi: Il settore del Gas naturale</i>	» 163
Introduzione.....	» 163
L'evoluzione settoriale.....	» 164
– La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi e occupazione.....	» 164
– Struttura tipologica e territoriale dei consumi....	» 168
– La performance delle maggiori imprese del settore gas.....	» 170
La formazione dei prezzi e delle tariffe.....	» 175
– L'andamento dei prezzi interni.....	» 175
– Analisi dei prezzi al consumo nei capoluoghi di regione.....	» 179
– Confronti internazionali di prezzo.....	» 186
La liberalizzazione del mercato.....	» 191
– Lo scenario europeo: le realtà nazionali e i progetti.....	» 191
– Le risposte degli operatori.....	» 197
– Le prospettive per l'Italia.....	» 200
– Caratteristiche della distribuzione secondaria in Italia.....	» 202
Qualità e condizioni del servizio.....	» 208

- Lo stato della qualità del servizio	Pag. 208
- La sicurezza del servizio	» 215
- La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas	» 222
4. <i>L'attività svolta: Il settore elettrico</i>	» 227
Introduzione	» 227
L'attuazione della riforma tariffaria	» 229
- Tariffe di cessione dell'energia elettrica e corrispettivi per il trasporto per le imprese distributrici.	» 229
- Regolamentazione tariffaria del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato	» 234
- Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche	» 245
- I nuovi prezzi di cessione per gli impianti idroelettrici minori	» 249
- Struttura e funzionamento della Cassa Conguaglio per il settore elettrico: origine storica e prospettive	» 250
Promozione della concorrenza e liberalizzazione del servizio	» 253
- Separazione contabile e amministrativa	» 253
- Apertura del mercato elettrico	» 256
- La regolazione della rete di trasmissione nazionale	» 259
- Direttiva sulla facoltà di recesso	» 265
- Condizioni di importazione dell'energia elettrica	» 266
Attività di controllo	» 268
- Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti	» 268
5. <i>L'attività svolta: Il settore del gas naturale</i>	» 271
Introduzione	» 271
Verso la riforma dell'assetto tariffario	» 273
- Criteri per la riforma delle tariffe di distribuzione e vendita	» 273
- La tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane e criteri per la negoziazione dei prezzi di cessione sottoposti al regime di sorveglianza	» 274
- Aggiornamento periodico delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane	» 277

Promozione della concorrenza e nuovi assetti di mercato	Pag. 281
- Attività in materia di separazione contabile e amministrativa.	» 281
- Osservazioni e proposte per l'apertura del mercato del gas in Italia	» 282
- Istruttorie e segnalazioni	» 286
Attività di controllo	» 289
- L'articolazione territoriale delle tariffe	» 289
- Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente	» 292
- Controlli tecnici	» 293
6. <i>L'attività svolta: Qualità del servizio e tutela di consumatori e utenti</i>	» 295
Introduzione	» 295
Regolamentazione e controllo della qualità dei servizi .	» 296
- La rilevazione e il controllo della qualità del servizio.	» 296
- Livelli generali e specifici di qualità commerciale .	» 298
- La continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica: misurazione e regolazione	» 302
- Il cambiamento di data dell'anno 2000: interventi a garanzia dell'erogazione del servizio	» 309
La tutela del rapporto di utenza	» 310
- La valutazione di reclami, istanze e segnalazioni .	» 310
- Interventi a tutela del rapporto d'utenza	» 312
- La riforma delle condizioni di fornitura per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica agli utenti vincolati	» 314
- La trasparenza delle bollette	» 317
- Istruttoria formale e diffida ad Enel S.p.A. in merito alla campagna promozionale per il passaggio a contratti di potenza impegnata di 4,5 kW per gli utenti domestici	» 322
7. <i>Rapporti istituzionali</i>	» 323
Rapporti con il Governo e il Parlamento	» 323
- Rapporti con altre istituzioni pubbliche.	» 325
Rapporti internazionali	» 327
- Rapporti con la Commissione europea	» 327

- Collaborazioni internazionali con i regolatori indipendenti	<i>Pag.</i> 331
Attività di consultazione	» 333
- Le consultazioni con i soggetti interessati	» 333
- Modifiche delle procedure di consultazione	» 335
Attività di controllo	» 336
Stato del contenzioso	» 341
Attività di comunicazione, divulgazione e documentazione	» 344
- Comunicazione e divulgazione	» 344
- Pubblicazione e documentazione	» 345
8. <i>Personale, gestione finanziaria e organizzazione</i>	» 347
Personale	» 347
- La compagine	» 347
Infrastrutture	» 350
- Biblioteca	» 350
- Le risorse informatiche	» 350
Gestione finanziaria	» 351
Glossario	» 354

PAGINA BIANCA

Signor Presidente della Camera dei deputati, Ministri, Autorità,
Signore, Signori,

il Paese sta affrontando una difficile transizione. Avviato con successo il risanamento dei conti pubblici, contenuta l'inflazione, lo sviluppo economico è frenato dal rallentamento dell'accumulazione e dall'insufficiente grado di concorrenza del sistema produttivo. La disciplina imposta dalla partecipazione dell'Italia all'Unione monetaria europea non consente di compensare la perdita di competitività attraverso il deprezzamento del cambio ma richiede riforme strutturali e interventi incisivi per recuperare efficienza e dare impulso a nuovi investimenti e iniziative imprenditoriali.

Desta preoccupazione l'allargamento progressivo del divario competitivo tra l'Italia e le altre economie evolute, con rischi di delocalizzazione produttiva e conseguente perdita di occupazione. L'indebolimento della capacità di competere, che riguarda sia il sistema delle imprese, sia l'efficienza del contesto istituzionale e normativo, coinvolge anche il settore energetico e i servizi regolati dall'Autorità.

I settori energetici contribuiscono per circa il 9 per cento alla formazione del prodotto interno lordo, occupano più di 180 mila addetti, esprimono un volume di investimenti annui dell'ordine di 18 mila miliardi di lire, pari a quasi il 5 per cento di quelli totali dell'economia. Ma ancor più che per il loro peso, i settori dell'energia elettrica e del gas condizionano lo sviluppo e la competitività dell'intera economia per le loro caratteristiche di essenzialità e di diffusione, per le opportunità che offrono, o negano, allo sviluppo di altri settori e alla nascita di imprese della nuova economia.

Nel confronto con i maggiori paesi europei i due settori appaiono oggi segnati da differenziali sfavorevoli per quanto concerne i prezzi, alcuni aspetti della qualità del servizio, la capacità delle imprese di innovare e di assumere una dimensione internazionale, anche attraverso alleanze in tutte le fasi del ciclo produttivo.

Il divario competitivo tende ad accrescersi a motivo della rapida evoluzione del contesto europeo in cui irrompono protagonisti nuovi, dotati di dinamismo e flessibilità operativa.

Procedendo nella costruzione di un mercato interno dell'energia, i paesi europei valorizzano i loro punti di forza e ne traggono vantaggio. La riduzione dei costi dei servizi favorisce la crescita dell'economia. La libertà di scelta accresce il benessere dei consumatori. Le alleanze tra imprese e la nascita di nuovi soggetti ridisegnano la mappa dell'industria energetica.

Per il settore energetico italiano i diciotto mesi che abbiamo alle spalle segnano una svolta storica, che apre grandi potenzialità. La tendenza alla perdita di competitività può essere invertita mediante un deciso impulso nella direzione delle liberalizzazioni. Le decisioni adottate pongono le premesse affinché la ripresa economica possa affermarsi.

Sono state adottate le norme di attuazione delle direttive europee e di liberalizzazione: per l'elettricità il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il gas naturale il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. In questo modo l'Italia ha adempiuto gli impegni assunti in sede comunitaria di attuare le due direttive europee volte a stabilire norme comuni per il mercato interno: rispettivamente la direttiva 96/92/CE del 16 dicembre 1996 e la direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998.

Nello stesso periodo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha assunto importanti delibere in materia di tariffe e qualità del servizio. È stata in tal modo assolta una parte rilevante dei

compiti indicati dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, istitutiva dell'Autorità, per il rinnovo degli ordinamenti tariffari nella direzione di una loro maggiore rispondenza ai costi e per la costruzione di un sistema normativo atto a garantire la tutela del consumatore e la qualità del servizio nel processo di liberalizzazione.

Il cammino intrapreso deve essere percorso nella consapevolezza delle decisioni assunte e della loro importanza; deve essere chiaro che l'opera di realizzazione è appena iniziata.

LA LIBERALIZZAZIONE E I PREZZI DELL'ENERGIA

Il 1999 e i primi mesi del 2000 sono stati caratterizzati da un'eccezionale pressione al rialzo sui prezzi dell'energia, quale non si verificava da vent'anni. Il prezzo internazionale del petrolio, a cui sono indicizzati i contratti di approvvigionamento di gas naturale e i prezzi di gran parte dei combustibili impiegati nella generazione di elettricità, è aumentato da 11 dollari al barile nel gennaio del 1999 a oltre 30 dollari nel giugno 2000. Se espresso in lire, a causa del deprezzamento del valore esterno dell'euro, il prezzo appare più che triplicato.

Nel mese di luglio del 1999, ultima data per la quale si dispone di dati ufficiali comparabili, i prezzi medi dell'elettricità italiani superavano, al netto delle imposte, la media europea. La differenza a svantaggio dei consumatori italiani era, nel primo caso, dell'ordine del 20 per cento per la media delle famiglie, sebbene le tariffe italiane per le classi di basso consumo siano inferiori a quelle medie europee. Per le forniture alle imprese, le tariffe italiane erano di circa il 30 per cento più elevate rispetto ai prezzi medi europei. Nel servizio del gas i prezzi italiani, sempre al netto delle imposte, superavano quelli medi europei del 7 per cento circa, sia per le famiglie che per le imprese. I divari si accrescono se i confronti sono effettuati al lordo delle imposte.

Il divario tra i prezzi italiani dell'elettricità e quelli medi europei non sembra essersi modificato nel periodo 1996 - 1999, durante il quale la tendenza alla diminuzione è stata comune. Di contro, negli ultimi diciotto mesi la spinta al rialzo prodotta dall'impennata del prezzo del petrolio ha colpito le economie europee ed in particolare quella italiana, data la maggiore sensibilità dei prezzi italiani al prezzo del petrolio.

I meccanismi di indicizzazione delle tariffe elettriche e del gas, messi a punto dall'Autorità negli scorsi anni, hanno consentito di mantenere il trasferimento dei costi di approvvigionamento sui prezzi finali entro limiti corretti e di distribuirne l'effetto nel tempo, evitando bruschi rialzi. In particolare, nel periodo compreso fra l'inizio del 1999 e il mese di giugno dell'anno in corso, a fronte di un aumento di circa il 250 per cento del prezzo in lire del greggio, le componenti indicizzate delle tariffe dell'energia elettrica e del gas sono aumentate del 90 e del 140 per cento, rispettivamente.

Le riduzioni che l'Autorità ha potuto applicare, a seguito di un'accurata verifica dei costi, alle parti di tariffa destinate alla copertura dei costi industriali di trasporto del gas, e di generazione, trasporto e distribuzione dell'elettricità, hanno permesso di bilanciare gli effetti del rialzo del prezzo internazionale del greggio e del deprezzamento del valore dell'euro, contenendo l'effetto complessivo sulla tariffa pagata dai consumatori. A giugno del 2000 la tariffa media dell'elettricità superava il livello di fine 1998 del 3 per cento circa, quella del gas di circa il 20 per cento.

La ricordata discesa dei prezzi finali dell'elettricità nei paesi europei, in atto da qualche anno, è dovuta alla maggiore efficienza indotta dalla concorrenza già in atto e da quella attesa. Le riduzioni sono state particolarmente ampie nei paesi di più intensa o recente liberalizzazione, come l'Inghilterra, la Spagna e i paesi nordici. In Germania, dove con il procedere della liberalizzazione la competizione tra i fornitori di energia elettrica si

è fatta più vivace, si segnalano riduzioni dei prezzi per i grandi clienti anche dell'ordine del 30 per cento.

In Italia le prime evidenze relative ai contratti sul mercato libero indicano significative riduzioni dei prezzi, frutto anche della liberalizzazione delle importazioni attuata attraverso trasparenti modalità di allocazione della capacità di interconnessione definite dall'Autorità. L'entità della riduzione dei prezzi è stata, in alcuni casi, ragguardevole, risultando compresa fra il 15 e il 25 per cento, a seconda delle modalità di utilizzazione della potenza. In molti casi la carenza di offerte in competizione ha consentito il mantenimento di prezzi appena inferiori alle tariffe del mercato vincolato.

La convergenza dei prezzi dei servizi energetici nell'area europea è destinata a procedere solo con l'estendersi dell'interscambio e il consolidarsi della concorrenza. Ostano alla concorrenza e alla riduzione dei prezzi la limitatezza della capacità di interconnessione e la perdurante concentrazione della capacità di generazione di elettricità e di approvvigionamento del gas nelle mani di imprese in posizione dominante.

Il sistema energetico italiano necessita di investimenti per soddisfare la crescente domanda a condizioni adeguate di costo, sicurezza, affidabilità e compatibilità ambientale. La quota degli investimenti dei settori energetici sul prodotto interno lordo, pari all'1,4 per cento all'inizio degli anni novanta, è scesa sotto l'1 per cento nel 1999; deve riprendere un livello vicino a quello storico. Sono necessari nuovi impianti di generazione di elettricità, nuove infrastrutture di trasporto di elettricità e di gas, e nuovi siti di stoccaggio di gas e di rigassificazione di gas naturale liquefatto. La concorrenza può favorire l'ingresso di nuovi operatori e accelerare le iniziative di investimento.

Anche l'incertezza degli assetti, che accompagna le fasi iniziali di una liberalizzazione ancora in via di definizione, ha concorso a ostacolare le decisioni necessarie per la modernizzazione e il

potenziamento delle infrastrutture. Questa fase deve essere rapidamente superata, con l'attuazione delle misure previste dai decreti legislativi di attuazione delle direttive europee.

In ciascun paese europeo la liberalizzazione procede su tre livelli ugualmente necessari: il riconoscimento ai clienti di libertà di scelta del fornitore, lo sviluppo di concorrenza nell'offerta, la disponibilità di accesso alle reti e la loro utilizzazione in condizioni di effettiva uguaglianza. La velocità e l'intensità della liberalizzazione è diversa nei vari paesi per ciascuno dei tre livelli. Sono allo studio da parte di governi europei, e sono stati proposti alla Commissione europea, indicatori che, usati congiuntamente, possono servire per misurare il grado di liberalizzazione e per individuare le necessità di intervento.

Il confronto tra i gradi di liberalizzazione dei singoli mercati nazionali non deve essere espresso, come invece solitamente avviene, da un solo indicatore, quale il grado di estensione dell'idoneità. La liberalizzazione dal lato della domanda richiede, per essere effettiva, una corrispondente evoluzione dell'offerta nel senso della concorrenza tra diversi, numerosi operatori reciprocamente indipendenti, dotati di scarso potere di mercato. Nei paesi come l'Italia, nei quali la liberalizzazione muove da monopoli legali o di fatto, il percorso è impegnativo. Vi si oppongono rilevanti interessi costituiti, in qualche misura connessi con le imprese dominanti. Lo stesso sviluppo di queste imprese, che riveste grande importanza nel contesto dell'economia nazionale, appare a volte conflittuale con gli obiettivi della liberalizzazione. Allungando lo sguardo oltre il breve periodo e considerando attentamente le caratteristiche e tendenze della globalizzazione economica, si vede che la liberalizzazione è non solo indispensabile per l'interesse generale, ma anche positiva per le strategie di sviluppo delle stesse imprese già monopoliste.

Le regole e le istituzioni di cui si è dotato il Paese, e fra esse l'Autorità, hanno il compito di guidare il processo di liberalizzazione, garantendo con responsabilità il rispetto degli obiettivi generali tra cui spiccano quelli della tutela del consumatore e dell'ambiente, e dell'uso efficiente delle risorse, in armonia con l'equilibrio finanziario delle imprese.

IL MERCATO ELETTRICO

Il 1999 è contrassegnato dall'approvazione del decreto legislativo n. 79/99 che ha avviato la liberalizzazione del settore elettrico. Sono state aperte alla concorrenza le attività di generazione e di vendita ai clienti del mercato libero, mentre sono rimasti in regime di esclusiva la trasmissione sulla rete nazionale e la distribuzione. Nei mesi successivi, le imprese elettriche integrate hanno avviato le separazioni societarie, amministrative e contabili richieste dal decreto di attuazione, tenendo conto delle regole di separazione contabile ed amministrativa stabilite dall'Autorità.

Caratterizza il riordino del sistema elettrico italiano la sequenza regolazione - liberalizzazione - privatizzazione che appare appropriata a un settore in cui segmenti in condizioni di monopolio naturale coesistono con segmenti in concorrenza. La trasformazione istituzionale è stata avviata nel 1995 con la legge istitutiva dell'Autorità; è proseguita nel 1999 con l'attuazione della direttiva europea. Il consolidarsi di un contesto saldamente avviato alla liberalizzazione ha reso possibile il collocamento azionario di una prima tranche dell'Enel Spa (pari al 35,5 per cento del capitale) e di quote di importanti aziende elettriche locali.

Sorgono problemi anche gravi quando un'attività ancora in monopolio viene collocata in mani private o indirizzata ad un comportamento privatistico e quando l'interesse del Governo

azionista alla valorizzazione di un'impresa in via di privatizzazione fronteggia le esigenze di ordinato e imparziale svolgersi dell'attività di regolazione tariffaria e del processo di liberalizzazione. Problemi di questo tipo sono stati finora, se non evitati, mantenuti entro limiti accettabili. Occorre operare con equilibrio e coraggio affinché non si ripropongano nel prossimo futuro, in occasione dell'annunciata cessione di un'ulteriore quota azionaria dell'Enel Spa.

L'offerta pubblica di azioni dell'Enel Spa ha avuto dimensioni rilevanti, superiori a quelle delle altre privatizzazioni realizzate in precedenza. Sono stati generati introiti dell'ordine di 35.000 miliardi di lire, che hanno innalzato di circa 1,6 punti percentuali la capitalizzazione della borsa italiana in rapporto al prodotto interno lordo. Quasi 4 milioni di azionisti privati divengono soggetti portatori di interessi distinti da quelli degli utenti del servizio. Ne deriva un conflitto nella ripartizione del valore generato dall'impresa fra consumatori e azionisti, fra efficacia del servizio e redditività dell'impresa. L'equilibrio fra le diverse esigenze è assicurato dalla concorrenza e dalla regolazione.

Il nuovo ordinamento tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto dall'Autorità con i primi provvedimenti del giugno 1997, completato con le deliberazioni del dicembre 1999 e oggi in via di graduale attuazione è basato sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio. La riforma riduce da cinquantadue a nove le tipologie di utenza, eliminando le differenziazioni merceologiche tra usi.

Un importante elemento di flessibilità è costituito dalla possibilità degli esercenti di offrire opzioni tariffarie, di base e speciali, per meglio rispondere alle esigenze degli utenti. Le opzioni tariffarie devono essere offerte in modo non discriminatorio e trasparente a tutti i clienti interessati, nel rispetto di un Codice di condotta commerciale. Vengono introdotti vincoli ai ricavi

tariffari al fine di evitare che la flessibilità nell'offerta delle opzioni si risolva nello sfruttamento di posizioni dominanti da parte di uno o di pochissimi soggetti ai danni dei consumatori. I vincoli sono uniformi sul territorio nazionale, in ossequio al dettato legislativo. Le differenze di costo dovute alle diverse caratteristiche del territorio e non imputabili a differenze nel grado di efficienza tra gli esercenti saranno perequate secondo meccanismi di compensazione attualmente sottoposti a consultazione degli operatori e delle parti sociali interessate.

Le tariffe subiscono, nel corso della riforma, un importante ribilanciamento interno, a causa della eliminazione dei vecchi sussidi incrociati fra diverse categorie di utenza. In media, le tariffe si collocano su una tendenza discendente, nonostante il contrastante ma transitorio effetto di più elevate quotazioni petrolifere. Il loro livello risente di aggravii per il finanziamento degli oneri generali di sistema, connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse e la sistemazione del combustibile irraggiato e delle scorie, con il sostegno alla ricerca di sistema, con il sostegno alle fonti rinnovabili e assimilate operato attraverso la garanzia di prezzi elevati dell'elettricità ceduta secondo le onerose disposizioni del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6 dell'aprile 1992, che l'Autorità ha potuto razionalizzare solo in minima parte per l'esistenza di uno specifico vincolo di legge. Costituisce un onere aggiuntivo per l'utenza nel biennio 2000-2001 il rispetto della gradualità nella riduzione del livello tariffario medio, che il Governo ha raccomandato all'Autorità con il Documento di programmazione economico-finanziaria per gli anni 2000-2003.

Graveranno sulla spesa dei consumatori anche i costi che si manifestano nella transizione dall'assetto monopolistico a quello concorrenziale del mercato, i cosiddetti costi incagliati o stranded cost. Si tratta di costi derivanti da investimenti in generazione realizzati o da obblighi contrattuali di approvvigionamento assunti anteriormente al 19 febbraio 1997, data di

entrata in vigore della direttiva europea sul mercato interno. Tali costi, a quel tempo giustificati dalle responsabilità di servizio connesse con il regime di concessione esclusiva, ora appaiono non completamente recuperabili in seguito all'apertura concorrenziale. I criteri per la loro individuazione sono stati definiti dal decreto 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria di concerto con il Ministro del tesoro, su proposta dell'Autorità. La quantificazione dell'entità dei costi incagliati da recuperare in tariffa verrà effettuata dall'Autorità annualmente a consuntivo.

Il passaggio alla concorrenza comporta la formazione di un prezzo unico di mercato dell'energia elettrica, indipendente dalla sua origine, e impone l'abbandono dell'attuale regime di compensazione differenziata, con riconoscimento di un contributo ai costi di combustibile a favore della generazione termoelettrica, regime introdotto nel lontano 1975 per attenuare l'impatto del costo del petrolio. L'unicità del prezzo comporta un sostanzioso beneficio per i produttori di elettricità con impianti idroelettrici. Il beneficio, simmetricamente ai sopra citati costi connessi con la transizione alla concorrenza, è assoggettato a parziale e transitoria compensazione, mediante una maggiorazione dei corrispettivi di accesso alla rete. I proventi a beneficio del sistema concorrono a ridurre l'onere per i consumatori.

Il processo di trasferimento in tariffa dei costi della transizione alla concorrenza viene vagliato dalla Commissione europea. L'impostazione seguita e il rigore delle procedure adottate induce a ritenere che l'onere che effettivamente graverà sui consumatori sarà contenuto ben al di sotto dell'ammontare massimo di 15.000 miliardi di lire indicato nel decreto.

L'Autorità ha assunto decisioni volte a garantire l'effettiva apertura del mercato, regolando in primo luogo le condizioni di accesso alla rete. Contestualmente all'emanazione del decreto legislativo n. 79/99, sono state stabilite le condizioni tecniche ed economiche per il vettoriamento dell'energia sulle reti. I corri-

spettivi di vettoriamento, basati sul principio di corrispondenza ai costi, sono determinati con modalità che rendono quasi irrilevante la distanza: ne consegue una situazione di parità tra le diverse regioni del Paese. I corrispettivi incorporano correttivi per incentivare la rimozione delle congestioni.

In via transitoria, in attesa del mercato, sono stati ridefiniti i prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori. La riduzione dell'ambito dei prezzi amministrati nella fase della generazione non dovrà lasciare spazio all'esercizio di potere di mercato.

In attuazione del decreto legislativo di liberalizzazione l'Autorità ha provveduto alla ricognizione della capacità di importazione disponibile nell'anno 2000, assegnandola al mercato dei clienti liberi secondo procedure che hanno consentito l'accesso ad un ampio numero di imprese. Dove precedentemente operava solo l'Enel Spa, oggi sono attivi 24 soggetti, titolari di 44 contratti. Per il 2001 saranno introdotte procedure competitive.

Lo sviluppo degli scambi internazionali di elettricità richiede un accordo europeo circa le regole e le tariffe di trasporto transfrontaliero, che devono essere compatibili e non discriminatorie.

Il mercato libero comincia ad assumere consistenza, almeno sul versante della domanda. Fondamentale a tale fine è stata la possibilità di recedere dal fornitore abituale, garantita fin dall'avvio della liberalizzazione attraverso l'imposizione da parte dell'Autorità di un limite congruo al periodo di preavviso per la rescissione del contratto. All'abbassamento delle soglie di idoneità fa riscontro la continua crescita del numero dei clienti idonei che, con circa 800 soggetti e 3.500 punti di prelievo, rappresentavano nel maggio del 2000 il 30 per cento della domanda.

Con un emendamento inserito nel disegno di legge n. 4339 collegato alla legge finanziaria per l'anno in corso, il Governo si è prefisso di abbassare ulteriormente le soglie di idoneità, seguen-

do un calendario più rapido rispetto a quello previsto dal decreto legislativo n. 79/99, subordinato alla cessione di capacità produttiva dell'Enel Spa. L'accelerazione del processo di liberalizzazione con successivi interventi confortati dal buon andamento delle fasi iniziali corrisponde all'esperienza di molti paesi. Proprio in questi giorni il governo spagnolo ha esteso l'idoneità alla totalità dei consumatori a partire dall'anno 2003, introducendo allo stesso tempo misure volte a limitare l'espansione del principale operatore elettrico.

Un ampliamento della libertà di scelta ai consumatori di piccole dimensioni appare particolarmente opportuno ai fini del coordinamento tra la liberalizzazione del mercato elettrico e quella del mercato del gas. Le imprese esercenti in uno dei due settori, nel trasformarsi in imprese multiservizi, possono fornire rapidamente la necessaria pluralità di offerte ai consumatori estendendo la loro operatività all'altro settore. Gioverebbe al processo se le scadenze delle due liberalizzazioni venissero ravvicinate tra loro.

La rete di trasmissione nazionale è stata affidata in gestione all'apposita nuova società, che ha iniziato a operare in regime di indipendenza nell'aprile 2000. I suoi rapporti con le società proprietarie delle reti, tra cui è largamente prevalente quella che appartiene all'Enel Spa, sono in via di definizione. L'esperimento di una gestione del trasporto e del dispacciamento separata dalla proprietà, in presenza di una proprietà altamente concentrata, è unico al mondo e costituisce una sfida non facile. Oggetto della sfida sono: l'ordinato funzionamento del sistema nella delicata fase di avvio del mercato, il rapido avvio dei necessari potenziamenti delle interconnessioni con l'estero, gli interventi necessari per far fronte alle congestioni e per ridurre le duplicazioni, le esigenze di sviluppo e di risanamento poste dal problema dei campi elettromagnetici.

È opportuno che il riassetto organizzativo della distribuzione locale sia reso coerente con la riduzione delle soglie di idoneità. Il rinnovo delle concessioni dovrà riguardare la sola attività di distribuzione, riconoscendo la liberalizzazione dell'attività di vendita.

Affinché il mercato libero assuma piena operatività sono necessari ancora due passi: la costituzione del mercato borsistico e la creazione di condizioni realmente concorrenziali nella generazione.

È previsto che la borsa dell'elettricità sia operativa all'inizio del 2001. È necessario che essa abbia spessore e trasparenza; alla liquidità delle posizioni potrà giovare lo sviluppo di un mercato di contratti finanziari derivati. Anche i grossisti, l'Acquirente unico e, ove permesso, i distributori dovranno operare in borsa, per poter servire i clienti finali a prezzi competitivi. Il ricorso ai contratti bilaterali dovrà rivestire carattere di eccezionalità.

La creazione di condizioni concorrenziali nella generazione potrà risultare sia dall'ingresso di nuovi operatori, sia da un riequilibrio tra quelli esistenti. All'operatore dominante deve essere impedito di accrescere il suo grado di controllo del mercato. Devono essere rigorosamente subordinati a tale condizione ipotesi di accordi con altre imprese o con amministrazioni pubbliche, anche tali da presentare aspetti positivi di razionalizzazione.

Al fine di creare un'offerta concorrenziale, il decreto legislativo n. 79/99 limita al 50 per cento del totale l'energia che a decorrere dall'1 gennaio 2003 ogni singolo operatore può produrre o importare. Aspetti critici al riguardo sono i tempi e le modalità di cessione degli impianti di generazione. Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che entro la fine del 2002 siano ceduti a terzi impianti di generazione di proprietà dell'Enel Spa per complessivi 15.000 MW. Le modalità della dismissione sono state decise con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999 e con il decreto del Ministro del tesoro di concerto

con il Ministro dell'industria del 25 gennaio 2000. Il Ministro dell'industria ha annunciato che la prima dismissione verrà effettuata entro l'anno in corso e che le dismissioni verranno completate nel corso del prossimo anno, in anticipo rispetto ai tempi inizialmente previsti.

Questa accelerazione del piano di dismissioni è altamente auspicabile anche per consentire un rilancio degli investimenti, da cui potrà scaturire un abbassamento dell'elevata età media degli impianti di generazione, attualmente pari a circa 25 anni. In particolare la riconversione dei vecchi impianti in nuovi impianti a ciclo combinato consentirà di migliorare l'efficienza del parco di generazione, oggi frenata da rendimenti modesti, dell'ordine del 38 per cento, sensibilmente inferiori a quelli ottenibili con le tecnologie più avanzate, prossimi al 60 per cento.

Il rinnovo degli impianti consentirà anche di raggiungere una frazione rilevante dell'obiettivo di contenimento delle emissioni di gas serra fissato nella delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica del 19 novembre 1998 n. 137, adottata a seguito degli impegni assunti dall'Italia e dall'Unione europea con l'adesione al protocollo di Kyoto.

Nuovi investimenti sono necessari perché il sistema elettrico italiano continua ad essere segnato da vistosi punti di debolezza. L'elevata dipendenza dalle fonti petrolifere lo rende vulnerabile alla variabilità delle quotazioni del greggio. Un maggior ricorso a fonti meno costose e più abbondanti, quale il carbone, sarebbe auspicabile al fine del contenimento dei costi e dell'aumento della sicurezza di approvvigionamento: esso potrà essere preso in considerazione solo contestualmente a significativi progressi per l'ammodernamento del parco di generazione esistente, in modo che il complesso delle emissioni inquinanti percorra una traiettoria discendente compatibile con gli impegni assunti dall'Italia nelle sedi internazionali.

L'ammodernamento del parco di generazione è stato finora frenato dalla mancanza di stimoli competitivi e dalla complessità delle procedure autorizzative, di cui il decreto legislativo n. 79/99 dispone una semplificazione ancora da compiere.

La cessione delle centrali dell'Enel Spa deve essere condotta in modo da recare il massimo contributo al raggiungimento dell'obiettivo per il quale è stata decisa, e cioè la formazione di un mercato elettrico concorrenziale. A tale scopo deve essere orientata la procedura per la cessione.

Gli atti finora compiuti sono il raggruppamento degli impianti dell'Enel Spa in tre società e la scelta del metodo della trattativa privata per la loro cessione. Il raggruppamento ostacola la partecipazione di soggetti di minore dimensione alla procedura di acquisto. Il metodo della trattativa privata, che evidenzia l'importanza degli elementi di preferenza diversi dal prezzo, richiede cura affinché siano rispettate le esigenze di trasparenza e di pari opportunità per tutti i potenziali concorrenti. È opportuno che la selezione, imperniata sulla valutazione di elementi di preferenza come la qualità del progetto industriale e il suo apporto allo sviluppo competitivo del settore, sia operata da un soggetto diverso dal cedente, che non può essere considerato privo di interessi propri in materia. Il decreto lo consente, prevedendo la supervisione e il coordinamento delle operazioni da parte del Ministro del tesoro e del Ministro dell'industria. Lo stesso decreto prevede, anche se in via subordinata, il ricorso all'offerta pubblica di vendita per la società di maggiore dimensione: si tratterebbe di un significativo miglioramento in relazione alla trasparenza ed alla promozione della concorrenza.

Particolarmente importante è la libertà dell'acquirente di sviluppare gli impianti e di accrescere la loro competitività. Deve essere evitata l'imposizione di vincoli riguardo all'approvvigiona-

mento del combustibile e al rinnovo e all'eventuale ripotenziamento degli impianti, aggiuntivi rispetto a quelli, già rilevanti, contenuti nel piano di cessione.

Il rapido completamento delle cessioni è fondamentale per favorire la concorrenza nell'offerta di energia elettrica nella delicata fase di avvio del mercato elettrico.

Appare consigliabile che le decisioni circa l'offerta sul mercato dell'energia elettrica prodotta dagli impianti in via di cessione siano prese, sin dall'inizio, da soggetti nuovi, che non abbiano motivo per coordinare le loro decisioni con quelle dell'Enel Spa. Ferma restando l'esigenza di assicurare l'avvio del mercato secondo le scadenze previste, se a tale data la cessione non fosse stata completata il rischio di un esercizio di potere di mercato dal lato dell'offerta dovrebbe essere adeguatamente fronteggiato. Il ricorso a strumenti di controllo amministrativo può essere evitato con misure preventive, che occorre predisporre per tempo.

Anche con riguardo alla razionalizzazione delle reti distributive e all'integrazione di servizi locali a rete deve valere il principio della promozione della concorrenza: il potere di mercato del soggetto dominante non deve pertanto risultare accresciuto attraverso nuovi accordi tra imprese.

IL MERCATO DEL GAS

L'approvazione del decreto legislativo del 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva europea 98/30/CE costituisce un'occasione fondamentale di sviluppo e rafforzamento del settore del gas naturale nel nostro Paese. Le liberalizzazioni dei due mercati del gas e dell'energia elettrica si sostengono e completano a vicenda, a motivo del crescente sinergismo tra i due settori. Il decreto interviene in un quadro di attese di sostenuta espansione dei consumi di gas nell'arco dei prossimi anni, dovuta soprattutto all'impiego del gas nella generazione di elettricità,

espansione che renderà più agevole la concorrenza tra una pluralità di soggetti di impresa.

Aspetti qualificanti della liberalizzazione del mercato del gas sono i limiti alle immissioni e alle vendite da parte di un singolo operatore. L'affermarsi di effettive condizioni concorrenziali potrà avvenire solo con la progressiva apertura nelle fasi upstream del sistema. La rilevanza dell'approvvigionamento estero per i consumi dell'Italia e la concentrazione delle fonti di origine rende cruciale per la concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento la disponibilità di gas importato da parte di una pluralità di operatori.

A questo riguardo sono utili, ma non sufficienti, le ipotesi di cessione di gas di produzione nazionale o di gas di importazione alla frontiera. È opportuno che vengano sviluppate le infrastrutture di approvvigionamento, evitando che ne risulti rafforzata l'attuale posizione dominante. Nel prossimo futuro dovranno essere realizzati nuovi impianti di rigassificazione del gas naturale liquefatto: iniziative in proposito sono state avviate in un caso, prospettate per altri. Altrettanto auspicabili e meritevoli di appoggio sono le iniziative per la costruzione di nuovi gasdotti di approvvigionamento dall'estero.

Con riferimento alle infrastrutture esistenti, occorre garantire l'accesso non discriminatorio anche attraverso condizioni coordinate a livello europeo, garantendo l'interoperabilità delle reti. La Commissione europea ha avviato un'indagine su alcune clausole contenute nei contratti di importazione di gas naturale che, vincolando l'importatore nella sua attività di vendita, tendono a segmentare i mercati di sbocco e ad ostacolare la concorrenza. La rimozione di tali clausole può contribuire in misura significativa alla liberalizzazione.

L'accesso e l'uso delle reti di trasporto e di distribuzione e degli impianti di stoccaggio e di rigassificazione sono regolati: ne risulterà meglio garantita l'effettiva disponibilità delle strutture per i

soggetti che intendano offrire gas sul mercato, con maggiore credibilità della liberalizzazione e migliori prospettive di nuovi investimenti da parte di operatori esistenti e nuovi. La regolazione, oltre alla definizione delle tariffe, prevede la fissazione di criteri imparziali di accesso, sulla base dei quali gli operatori adotteranno i propri codici di rete e di stoccaggio, che comprenderanno un adeguato ricorso a meccanismi concorrenziali.

Una disposizione di grande importanza nel decreto legislativo di liberalizzazione è la separazione societaria delle attività di trasporto ad alta pressione, di stoccaggio, dispacciamento e di distribuzione secondaria dalle altre attività del settore; in particolare viene prevista la separazione societaria della rete nazionale di trasporto, sia pure sotto il controllo dell'Eni Spa. L'Autorità ha in corso la definizione delle regole per le separazioni contabili e amministrative.

Il recente annuncio della quotazione della società proprietaria della rete nazionale di trasporto del gas, con l'ipotesi di un'eventuale cessione della maggioranza azionaria, conferma che l'imposizione ispirata a considerazioni di promozione della concorrenza e di interesse generale trova riscontro in una nuova strategia dell'impresa interessata, volta a ricercare un suo rafforzamento nelle attività strategiche per un riposizionamento competitivo sul mercato aperto. Si tratta di un esempio importante, che può influenzare positivamente l'evoluzione del mercato del gas naturale in Europa. Esso può costituire un riferimento anche per la disciplina del settore elettrico in Italia. Nella liberalizzazione del gas in Europa l'Italia ha assunto una delle posizioni più avanzate, preceduta dall'Inghilterra e recentemente seguita dalla Spagna. Occorre garantire che nei confronti degli altri paesi e soprattutto dei paesi in ritardo siano assicurate pienamente le condizioni di reciprocità.

Il decreto legislativo riconosce l'idoneità immediata ai clienti con consumi superiori ai 200.000 metri cubi per anno, alla totalità

degli utenti dal 2003. Il mercato libero avrà quindi rapida estensione dal lato della domanda, ciò che richiede una coerente, rapida ed effettiva apertura dal lato dell'offerta.

Il piccolo consumatore potrebbe trovarsi in difficoltà nell'affrontare il mercato libero. Dovrà essere tutelato da interventi di regolazione, che investano la trasparenza e la confrontabilità delle offerte e dall'azione di vigilanza dell'Autorità a fronte di un possibile esercizio del potere di mercato che presumibilmente resterà ad alcuni soggetti operanti dal lato dell'offerta.

Le attività svolte dall'Autorità nel settore del gas si sono concentrate sull'avvio della riforma dell'ordinamento tariffario e sulla tutela della qualità tecnica e commerciale del servizio.

L'avvio della riforma tariffaria è stato preceduto da due interventi. Sono stati ridefiniti nell'aprile 1999 i meccanismi di indicizzazione delle tariffe agli andamenti dei prezzi della materia prima. Nel dicembre 1999 sono stati ridotti i costi riconosciuti per la fase di trasporto del gas a mezzo di reti ad alta pressione che l'analisi dei dati disponibili induceva a ritenere eccessivi. Da questi due interventi è derivata direttamente una riduzione delle tariffe per gli usi finali del gas distribuito a mezzo di reti urbane, attraverso il prezzo riconosciuto della materia prima, e indirettamente una revisione dei prezzi contrattati con gli utilizzatori termoelettrici e industriali.

Malgrado ciò, le tariffe e i prezzi del gas hanno subito nell'ultimo anno notevoli aumenti in conseguenza del rialzo delle quotazioni petrolifere. Per consentire un graduale superamento del legame stretto tra prezzi del gas e prezzi del petrolio, è opportuno favorire lo sviluppo di mercati organizzati del gas anche nell'Europa continentale come è accaduto nel Nord America, con una concentrazione delle negoziazioni in luoghi, o hub, in cui tali mercati possano acquisire caratteristiche di autonomia e spessore.

L'attività di controllo delle tariffe e degli aggiornamenti tariffari applicati dalle aziende di distribuzione all'utenza, condotta nel corso del 1999, ha permesso l'individuazione di errori in più di 150 casi. L'azione dell'Autorità in diverse situazioni ha comportato riduzioni tariffarie da cui hanno tratto beneficio oltre 60.000 utenti, anche attraverso la restituzione di pagamenti indebitamente richiesti.

Il nuovo ordinamento tariffario che l'Autorità sta proponendo per la consultazione tiene conto della nuova struttura del settore delineata dal decreto legislativo n. 164/00. L'ordinamento proposto distingue tra servizi destinati a rimanere in condizioni di monopolio tecnico e servizi potenzialmente offerti in condizioni concorrenziali, in modo da favorirne la liberalizzazione. Vengono previste tariffe distinte per i servizi di trasporto ad alta pressione, di stoccaggio, di distribuzione (nella nuova accezione di trasporto su scala locale) e per i servizi ancillari, oltre alle tariffe per i clienti vincolati, con gli opportuni adeguamenti. In linea con le disposizioni della legge n. 481/95 il sistema tariffario dovrà essere trasparente e stabile, essendo basato su criteri predefiniti, tutelare gli interessi dei consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza, assicurare la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità, tenendo conto dell'equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti. Vengono definiti i livelli di costo che possono essere riconosciuti in quanto corrispondenti a livelli accettabili di efficienza: ciò avviene anche attraverso la comparazione fra imprese, tenendo conto delle rispettive condizioni di operatività; è favorita l'efficienza degli esercenti, nel rispetto dei vincoli tendenti a promuovere la qualità del servizio ed a limitare i sussidi incrociati tra tipi di utenti. Le tariffe saranno determinate dagli esercenti nell'ambito di vincoli definiti dall'Autorità, come nel caso dell'energia elettrica, e sotto il suo controllo. Il passaggio al nuovo ordinamento avverrà secondo scadenze certe e gradualità.

Vi è un nesso fra liberalizzazione del mercato del gas e riordino dei servizi pubblici locali che riguarda soprattutto il servizio di distribuzione del gas naturale per usi civili. Tale nesso è colto dal decreto legislativo che propone soluzioni che si ritrovano nel disegno di legge n. 7042 attualmente all'esame della Camera dei deputati. L'iniziativa legislativa di riforma dei servizi pubblici locali mira a ricondurre a unità l'ampia varietà di soluzioni organizzative e gestionali, spesso eredità del loro radicamento nelle vicende delle comunità locali.

È opportuno che venga favorita la transizione verso appropriate forme di concorrenza per il mercato basate sull'istituto delle gare. In tale prospettiva, l'Autorità si accinge ad affrontare i compiti affidati dal decreto legislativo, predisponendo uno schema di contratto per l'affidamento del servizio e definendo le modalità di rivalutazione degli investimenti non ammortizzati dal gestore uscente. Si tratta di strumenti essenziali per la trasparenza delle gare che potranno contribuire a interventi di riordino dei servizi da parte degli enti locali, e a promuovere l'aggregazione del servizio di distribuzione secondo bacini di utenza efficienti, evitando che l'esclusività della concessione costituisca ostacolo alla concorrenza e allo sviluppo del servizio.

QUALITÀ DEI SERVIZI E TUTELA DEGLI UTENTI

L'introduzione della concorrenza nei servizi di pubblica utilità muta i termini di riferimento del concetto di servizio pubblico. Da un insieme di obblighi, talvolta eccessivamente rigidi e impropri, assegnati al concessionario si passa a vincoli di ordine generale che i soggetti esercenti il servizio sono tenuti a rispettare per la tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori e per la diffusione del servizio. Nel caso di servizi di pubblica utilità con caratteristiche di essenzialità l'azione di tutela richiede che siano garantite adeguate condizioni contrattuali di fornitura e standard minimi di sicurezza e di affidabilità del servizio.

Per cogliere le possibilità di miglioramento della qualità del servizio, di cura del rapporto con il cliente, di offerta di servizi aggiuntivi gli esercenti sono oggi impegnati nell'innovazione tecnologica e organizzativa, nella crescita dimensionale, nell'espansione in settori contigui. Il dinamismo che così si manifesta giova allo sviluppo del sistema produttivo ed è benefico per i consumatori se si svolge in un contesto di concorrenza. La clientela costituisce per l'impresa un valore economico: non deve divenire fonte di rendita.

In base alla legge istitutiva, l'Autorità regola la qualità del servizio attraverso la leva tariffaria, incentivi per il miglioramento della qualità e penalizzazioni a carico dei soggetti esercenti in caso di scostamenti rilevanti da livelli predefiniti.

È stata completata la terza indagine annuale sullo stato della qualità dei servizi dell'energia elettrica e del gas. L'indagine risponde alla funzione di controllo sulle modalità di erogazione dei servizi e fornisce il quadro informativo necessario per attuare interventi di regolazione più incisivi della precedente disciplina ad impronta volontaristica basata sulle Carte dei servizi.

Sia per il settore dell'energia elettrica, sia per quello del gas l'Autorità ha fissato limiti per i tempi massimi relativi alle prestazioni fornite agli utenti, uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti, con la previsione di indennizzi automatici agli utenti nel caso di mancato rispetto. Nel settore dell'energia elettrica sono stati introdotti criteri uniformi di misurazione delle interruzioni del servizio ed è stata definita una nuova regolazione della continuità del servizio. L'intervento dell'Autorità ha l'obiettivo di ridurre in tempi brevi il divario oggi esistente fra l'Italia e i principali paesi europei. Il divario è emblematicamente riassunto in un numero medio di interruzioni per utente nell'anno 1998 pari a 4,1 in Italia, contro 1,3 in Francia e 0,9 in Inghilterra, e in una loro durata media annua,

in termini di minuti persi per utente, pari rispettivamente nei tre casi citati a 196, 63 e 81 minuti.

La nuova regolazione della continuità del servizio si propone anche di ridurre i divari tra ambiti territoriali, rappresentati da un numero medio annuo di interruzioni per utente nelle zone servite dall'Enel Spa pari a 2,6 nel Nord e a 5,4 nel Sud, corrispondenti rispettivamente a una durata media annua di 121 e di 270 minuti persi per utente.

Sono stati imposti agli esercenti tassi di miglioramento che, nel complesso, dovrebbero avvicinare i valori medi di continuità del servizio italiani a quelli europei e ridurre il divario fra i valori medi che caratterizza diverse zone del Paese. Il provvedimento dell'Autorità rappresenta una novità. Non esistevano in precedenza obblighi di riduzione del numero e della durata delle interruzioni essendo stata finora lasciata la soluzione del problema della continuità all'autonoma iniziativa degli esercenti.

Anche per il servizio del gas l'Autorità ha presentato le proprie proposte in merito alla regolamentazione della sicurezza e della continuità in un documento di consultazione all'esame dei soggetti interessati. Con l'introduzione di obblighi di servizio e altri strumenti di regolazione, le proposte dell'Autorità si prefiggono di raggiungere in breve tempo su tutto il territorio nazionale livelli minimi di sicurezza e di continuità.

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e segnalazioni ha determinato l'apertura di procedimenti individuali nei confronti di alcuni esercenti e portato alla risoluzione diretta di controversie. L'attività è divenuta occasione e presupposto per l'emissione di direttive in materia di condizioni contrattuali di fornitura in sostituzione delle clausole in precedenza fissate unilateralmente dai soggetti erogatori del servizio.

L'Autorità ha anche concluso gli interventi in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, nel 1999 per il servizio del

gas naturale, e nella primavera di quest'anno per il servizio dell'energia elettrica. È stato tra l'altro disposto che ciascun cliente trovi indicato in bolletta, almeno una volta all'anno, un confronto tra la quantità di energia elettrica consumata negli ultimi dodici mesi e quella consumata in analogo periodo precedente. La consapevolezza del proprio consumo, e della sua tendenza, è il punto di partenza per un'educazione all'uso razionale dell'energia.

La possibilità di offrire opzioni tariffarie da parte degli esercenti il servizio di distribuzione dell'elettricità dota il nuovo sistema tariffario varato dall'Autorità alla fine dello scorso anno di flessibilità. Per evitare disparità di trattamenti, le opzioni tariffarie devono essere offerte in modo non discriminatorio, con informazioni complete a tutti i clienti interessati, nel rispetto di un Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità.

Altro obbligo di servizio è la protezione da accordare alle fasce di utenza in condizioni di disagio economico e sociale. Come per altri servizi di pubblica utilità, una valutazione dell'efficacia e dell'equità dei criteri e meccanismi di protezione sociale si impone anche per l'elettricità e il gas. Tradizionalmente, i regimi monopolistici prevedevano agevolazioni, concesse con criteri non riferiti alla reale capacità contributiva del beneficiario. L'Autorità intende adottare meccanismi di accesso ai servizi sociali basati sulla considerazione della capacità di reddito, corretta tenendo conto delle caratteristiche del nucleo familiare. Queste indicazioni sono accolte dal decreto legislativo di riforma del meccanismo di calcolo dell'Indicatore della situazione economica equivalente che attribuisce alle Autorità di regolazione il compito di determinare le modalità di utilizzo dell'Indicatore. È auspicabile che il Governo fornisca elementi per individuare la soglia di riferimento per l'accesso ai trattamenti agevolati. L'Autorità è pronta a offrire la collaborazione necessaria.

La tutela dell'ambiente attiene agli obiettivi generali da perseguire nel nuovo contesto concorrenziale, anche attraverso il sostegno

previsto per i programmi di gestione e di controllo della domanda, di sviluppo delle fonti rinnovabili e di ricerca tecnologica di sistema. Il perseguimento delle finalità di tutela ambientale comporta costi e benefici, anche differiti, da distribuire tra diverse categorie di soggetti in modo chiaro e stabile. Esso deve basarsi su strumenti economici, che non contrastino con i principi della concorrenza. Un esempio a questo riguardo è offerto dai vincoli ai ricavi degli esercenti definiti con la riforma delle tariffe elettriche. Tali vincoli sono formulati in modo da ridurre sensibilmente l'incentivo a promuovere l'aumento dei consumi, che era insito nel vecchio sistema tariffario: ciò è dovuto al fatto che un aumento del consumo medio della clientela comporta ora, come è corretto, un riconoscimento dei soli costi variabili del servizio.

Anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili va incentivato con strumenti efficienti, in grado di minimizzarne le ripercussioni sul costo delle forniture. Nell'attuale quadro normativo permangono tuttavia difficoltà di raccordo sia con normative preesistenti (come le incentivazioni previste dal provvedimento Cip n. 6/92), sia con l'imposizione fiscale sui prodotti energetici, che sono solo parzialmente riconducibili a obiettivi di tutela dell'ambiente.

Un'attività particolare, oggetto di sostegno, è la generazione idroelettrica di piccola dimensione, tutelata per le sue positive ripercussioni sull'assetto del territorio.

In prospettiva un ruolo significativo potrebbe svolgere la istituzione dell'atteso mercato dei certificati verdi, capace di segnalare il costo della generazione con fonti energetiche non inquinanti e di far emergere la domanda in grado di sostenerlo.

Favorite dalle mutate convenienze economiche conseguenti alla liberalizzazione, sono le più avanzate tecnologie di generazione elettrica ad elevati rendimenti che limitano l'impatto ambientale dei processi di conversione energetica. Un loro più esteso impiego agevolerebbe il raggiungimento degli impegni di contenimento delle emissioni di gas con effetto serra e di altri inquinanti.

È in corso una riflessione sulle misure da adottare per prevenire i rischi per la salute derivanti dai campi elettromagnetici che si generano con il trasporto dell'elettricità per mezzo di elettrodotti. L'evidenza scientifica circa gli effetti nocivi sulla salute dell'esposizione ai campi a bassa frequenza è controversa. In assenza di conclusioni certe è opportuno che gli eventuali interventi di risanamento siano graduati del tempo. Occorre partire dalle situazioni di maggiore rischio, da individuare con criteri precauzionali, evitando di appesantire il sistema elettrico con costi difficilmente sostenibili, che potrebbero comprometterne la posizione competitiva nel mercato interno europeo.

LA NUOVA REGOLAZIONE

Le condizioni che giustificano, in termini di governo dell'economia e di efficacia dell'azione pubblica, l'affidamento a un organismo separato e autonomo, con elevate competenze tecniche, di funzioni prima esercitate dall'amministrazione centrale e di funzioni richieste dalla transizione verso un mercato liberalizzato comprendono la trasparenza delle procedure e l'autonomia di valutazione esercitata responsabilmente entro i vincoli posti dalla legge istitutiva e dagli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Le stesse condizioni includono la coerenza e la stabilità nel tempo di un complesso di norme caratterizzate da elevata tecnicità e la capacità di orientare alla tutela degli interessi generali, attraverso la leva della convenienza economica, comportamenti singolarmente rivolti all'interesse di impresa.

La legge 14 novembre 1995, n. 481, ha istituito organismi dotati di un rilevante grado di autonomia nella formazione delle decisioni, indirettamente ma saldamente collegati al circuito della rappresentanza politica. L'Autorità opera in costante raccordo con le altre istituzioni della Repubblica. Sono intensi i rapporti con il Parlamento, attraverso le audizioni dinanzi alle

Commissioni parlamentari; con il Governo, dal quale l'Autorità riceve indirizzi nel Documento di programmazione economico-finanziaria e a cui trasmette proposte, segnalazioni e osservazioni sulla base delle previsioni della legge istitutiva; con le altre autorità di regolazione e garanzia, in particolare l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Alla Commissione Affari costituzionali del Senato della Repubblica, che ha condotto una indagine sul tema delle autorità indipendenti, l'Autorità ha fornito il proprio contributo.

Le esperienze compiute in fase di avvio e di messa a regime delle nuove autorità amministrative indipendenti, anche alla luce dell'evoluzione europea delle politiche di regolazione pubblica, consentono una riconsiderazione. È auspicabile che il legislatore, tenendo conto delle peculiarità dei compiti e di una varietà di assetti organizzativi che può essere considerata non negativa, operi per armonizzarne alcuni aspetti normativi. Ad esempio, una maggiore uniformità nell'inquadramento del personale può favorire la mobilità delle risorse umane fra le varie istituzioni, diffondendo e vivificando la cultura della regolazione; potrebbero essere ancor meglio promosse la trasparenza delle procedure e la partecipazione delle parti interessate alla formazione delle decisioni; gioverebbero semplificazioni dell'iter del contenzioso amministrativo che consentano di contenerne la durata, oggi eccessiva e tale da recare pregiudizio alla certezza della normativa. Alla riflessione in corso nelle sedi istituzionali l'Autorità non farà mancare, se richiesta, il suo apporto di esperienza e valutazione.

L'iniziativa avviata dall'Ocse per una revisione dei criteri e metodi della regolazione (la regulatory review) riveste la massima importanza. L'Autorità vi ha partecipato, d'intesa con il Governo, nella consapevolezza che fa parte del suo mandato il contribuire a edificare, anche attraverso l'affinamento dei criteri e il confronto delle esperienze tra istituzioni e tra paesi, una

nuova regolazione. La lusinghiera valutazione che in quella sede è stata espressa per il nostro lavoro ci incoraggia.

Desidero rivolgere in questa circostanza insieme ai colleghi Giuseppe Ammassari e Sergio Garribba un sentito ringraziamento a tutto il personale dell'Autorità che ha affrontato con noi sfide impegnative, ricercato soluzioni pratiche ed efficaci, e svolto i compiti affidati con grande competenza, dedizione e responsabilità.

Nel 1999 non sono stati accertati, né segnalati, casi di violazione del Codice etico. Adottato dall'Autorità nel 1999, il Codice etico contiene regole di comportamento, sotto il profilo soprattutto del conflitto di interesse, valide per quanti, sotto qualsiasi veste, operano in seno all'Autorità.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Il 1999 e la prima metà del 2000 sono stati cruciali per la trasformazione dei mercati energetici.

Liberalizzazione e concorrenza nei servizi energetici sono gli strumenti per recuperare competitività e consentire alle imprese nazionali di divenire protagoniste nel mercato europeo integrato dell'energia. La liberalizzazione accompagnata da una regolazione attenta può offrire servizi più efficienti, riduzioni dei prezzi, migliore qualità dei servizi, innovazione tecnologica.

Per normare comportamenti in precedenza affidati al funzionamento interno dell'impresa verticalmente integrata e per garantire lo svolgimento di attività in concorrenza utilizzando strutture di rete destinate a restare in monopolio, si richiedono, almeno nell'immediato, regole più numerose e complesse che per il passato. Questo paradosso della transizione verrà in parte superato dal pieno affermarsi della concorrenza, quando il mercato e il coordinamento fra gli operatori potranno sosti-

tuire parte delle norme oggi fissate dal regolatore senza pregiudizio per l'imparzialità.

L'azione di indirizzo delle istituzioni europee nei riguardi dei servizi di interesse pubblico e della funzione del mercato interno costituisce un riferimento di primaria importanza per l'attività di regolazione. L'Autorità partecipa attivamente ai processi di consultazione periodica e di concertazione avviati dalla Commissione europea con il Forum della regolazione di Firenze per l'elettricità e con quello di Madrid per il gas. Ad essi partecipano anche rappresentanti dei governi degli Stati membri e delle principali associazioni delle imprese.

La determinazione di tariffe coerenti con il trasporto transfrontaliero dell'elettricità e la ricerca di criteri per la gestione delle congestioni dovrebbero costituire un primo risultato di questi incontri. Occorre garantire la massima interconnessione delle reti, in quanto la possibilità di scambiare energia dipende dall'assenza di barriere tecnico-economiche, in particolare dall'interoperabilità dei sistemi nazionali.

Al fine di meglio contribuire alle iniziative rivolte all'integrazione dei mercati energetici europei, e di coordinare gli interventi nei rispettivi ambiti di responsabilità, l'Autorità mantiene una stretta collaborazione con gli altri regolatori. Con questi fini è stato di recente costituito e opera il Consiglio dei regolatori europei dell'energia.

L'esperienza pur fruttuosa della collaborazione in tutte le sedi conferma che senza un deciso impulso dalla parte della Commissione e dei governi il processo di integrazione sarà troppo lento e parziale per consentire al mercato europeo dell'energia di divenire una realtà.

L'attività di regolazione, e ancor più l'iniziativa politica, non saranno efficaci se si limiteranno a inseguire l'aggregazione internazionale dei mercati; devono anticiparla e promuoverla.

PAGINA BIANCA

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

INTRODUZIONE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

¹ Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale 1999*.

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

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

Principali interventi e nuovi soggetti istituzionali

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

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

Produzione

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

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

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

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

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

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

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

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

Importazioni

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

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

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

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

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

Energia elettrica
da fonti rinnovabili

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Acquirente Unico e Gestore del mercato

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

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

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

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

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

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

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

Oneri generali
affidenti al sistema

Sulla base delle proposte dell'Autorità contenute nelle delibere n. 138/99 e n. 192/99, con il decreto 26 gennaio 2000 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mercato libero

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

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

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

Enel S.p.A. e soggetti distributori

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'attuazione della Direttiva sul mercato interno del gas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il decreto legislativo del maggio 2000

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Lo stato della riforma dei servizi pubblici locali

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

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

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

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

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

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

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

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

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

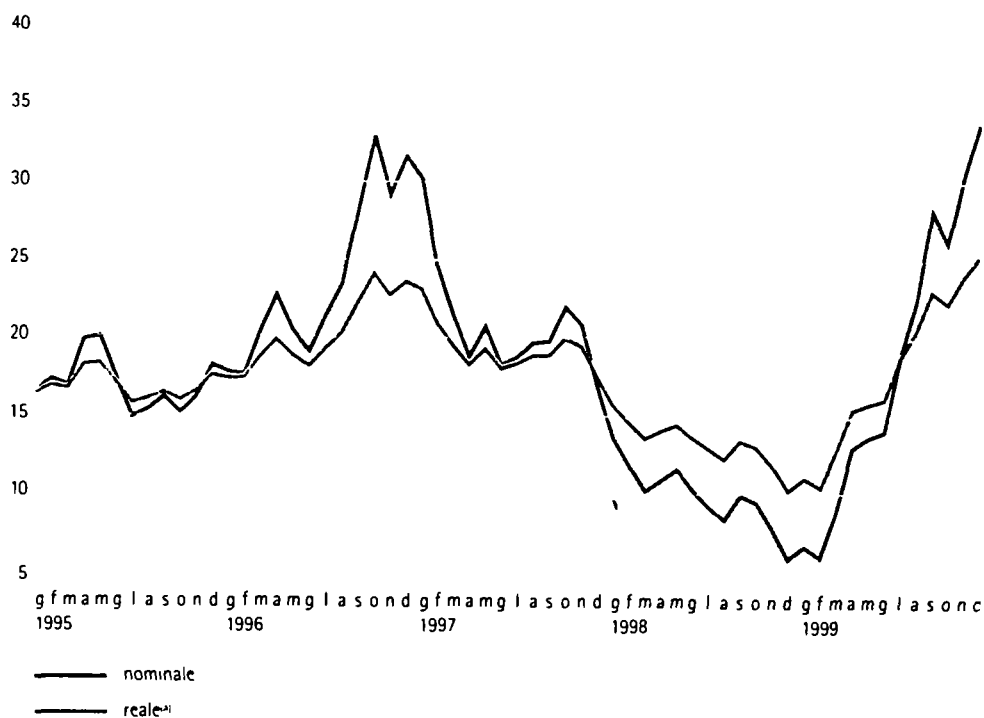
PREZZI ENERGETICI, FISCALITÀ E AMBIENTE

I prezzi internazionali delle fonti energetiche

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

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

Prezzo in dollari, nominale e reale



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

Fonte: Elaborazioni su dati *Economist* e OCSE

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

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

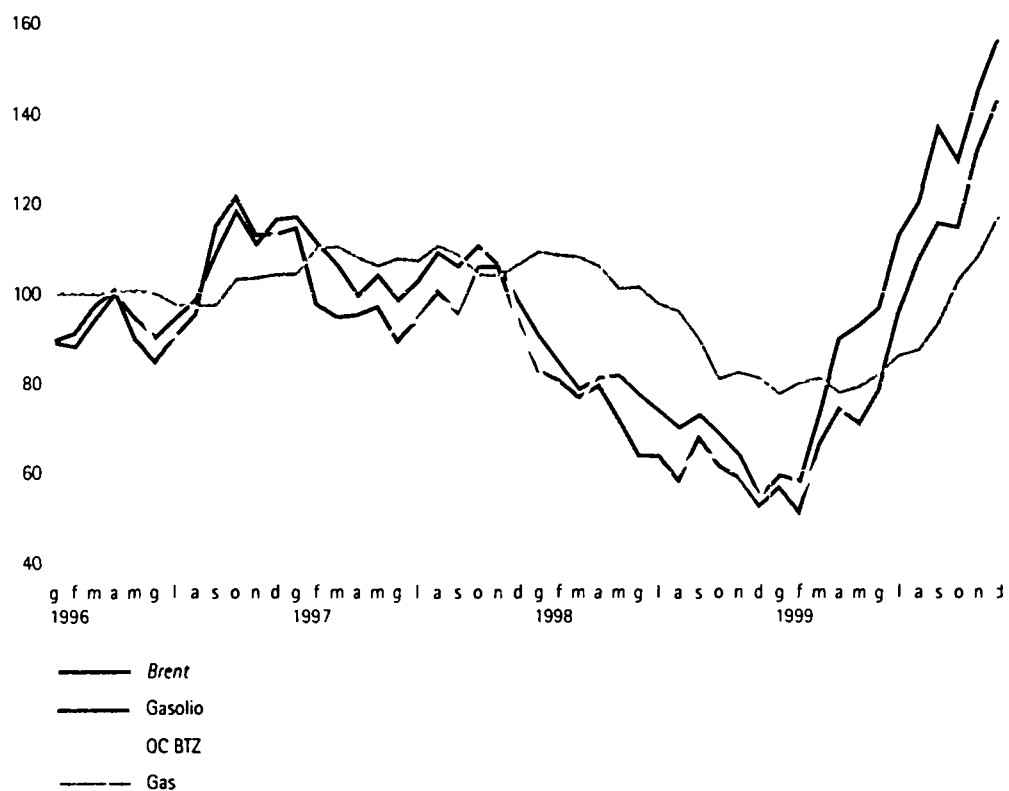
Accanto alla ritrovata forza del cartello nel mantenere i tagli produttivi vi sono elementi di carattere congiunturale che non favoriscono il rientro delle quotazioni. Tra questi sono da menzionare la ripresa economica generalizzata, specialmente nell'area asiatica, che spinge verso l'alto la domanda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

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

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

FIG 12 PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI

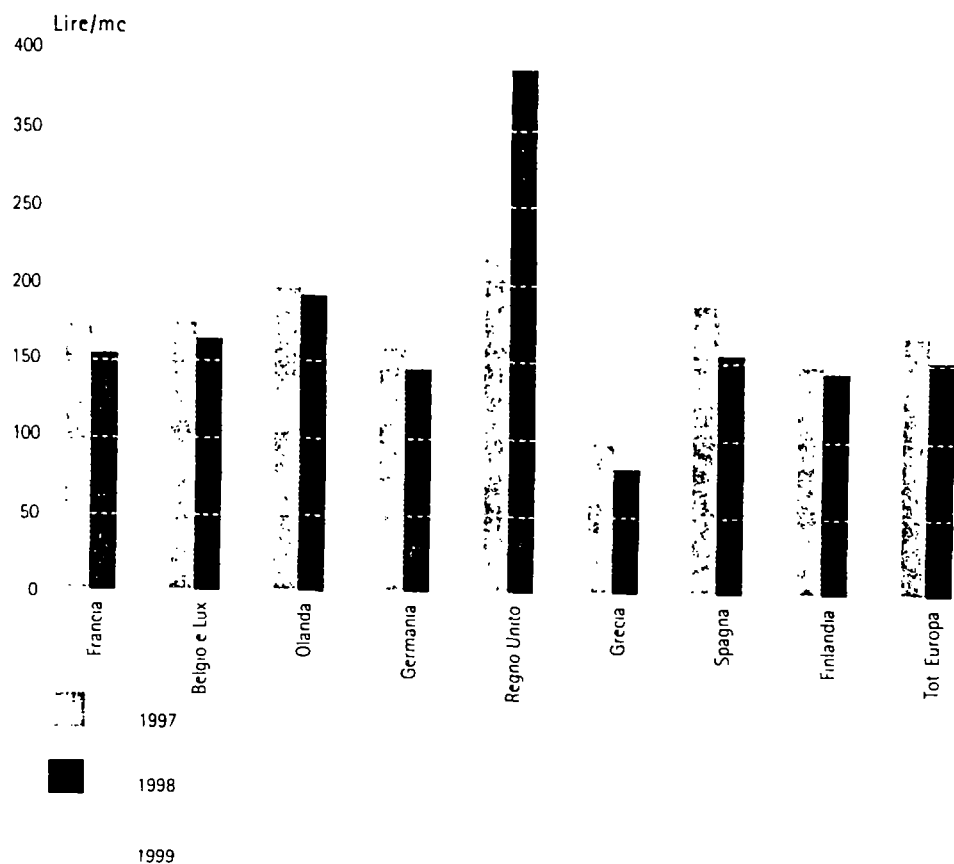
Prezzi in lire (medie mensili; numeri indice 1996 = 100)

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

L'utilizzo di informazioni elaborate dall'Eurostat (Fig. 1.3) consente di descrivere con maggiore accuratezza l'andamento dei prezzi all'importazione del gas; va tuttavia rilevato che tale fonte, analogamente all'Istat, non rende disponibili i dati relativi all'Italia, in quanto coperti dal segreto statistico (ai sensi del decreto legislativo 6 settembre 1989, n. 322) essendo il numero degli importatori inferiore a tre.

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

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

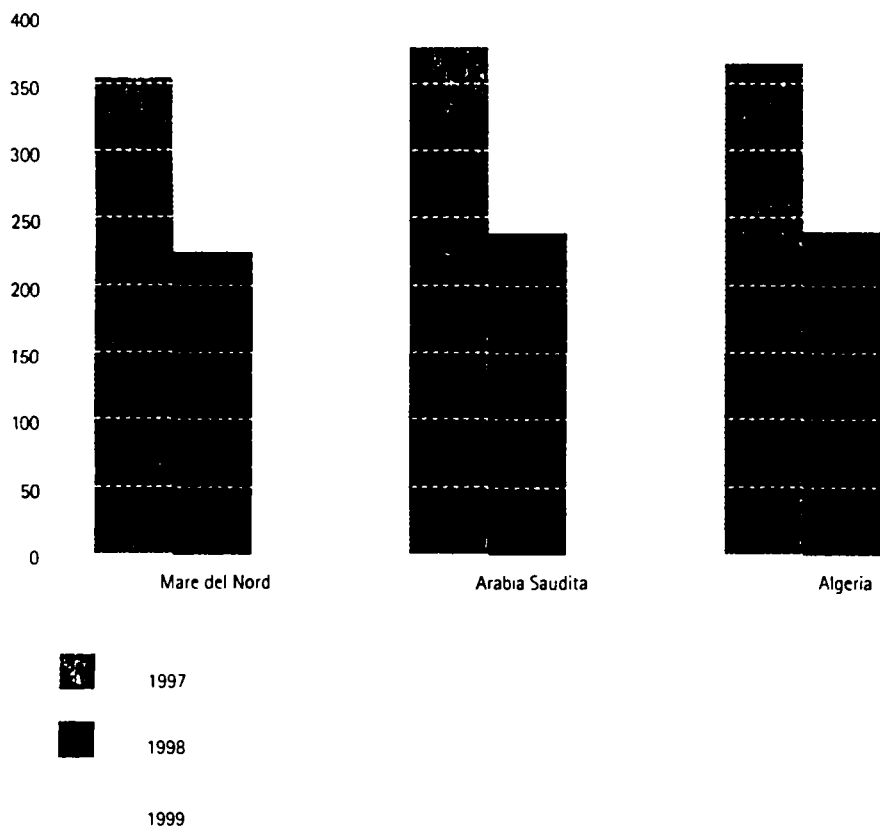


(A) I valori sono riferiti al periodo giugno-luglio

Fonte: Eurostat

FIG 14 PREZZI MEDI FOB POSTING/CONTRACTS DEL PROPANO

Lire/mc



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

L'evoluzione della normativa sulla tassazione energetica

Imposte sui consumi di energia elettrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 12 IMPOSTE DI CONSUMO SULL'ENERGIA ELETTRICA - UTENZA DOMESTICA

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

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

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

La fiscalità sul gas naturale

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

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

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

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 13 VARIAZIONI DELLE ACCISE SUL GAS METANO

Anno 1999 e 2000

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

(A) Consumi nel Mezzogiorno.

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

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

Fiscalità ambientale

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

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

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

La destinazione del gettito della *carbon tax* 1999

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

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

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

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

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

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

⁵ Decreto legge 30 dicembre 1999, n. 500, recante *Disposizioni urgenti concernenti la proroga di termini per lo smaltimento in discarica di rifiuti e per le comunicazioni relative ai PCB, nonché l'immediata utilizzazione di risorse finanziarie necessarie all'attivazione del protocollo di Kyoto*. Il decreto è stato convertito in legge, con modifiche, con la legge 25 febbraio 2000, n. 33.

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

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

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

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

Stato di attuazione della delibera CIPE 18 novembre 1998

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

TAV. 14 AZIONI NAZIONALI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA^(A)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La legislazione sui campi elettromagnetici

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

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

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

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

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

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

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

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

anche in assenza dell'approvazione della legge quadro.

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

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

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

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

LA REGOLAZIONE ENERGETICA NEL CONTESTO EUROPEO

Il coordinamento internazionale delle interconnessioni elettriche e delle tariffe transfrontaliere

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il recepimento delle Direttive energetiche in Europa

Il mercato elettrico

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

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

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

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 15 APERTURA DEL MERCATO ELETTRICO NEL PAESI UE

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

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

(B) Previsto nella proposta di legge.

(C) Non definita.

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

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

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

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

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

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

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

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

Il mercato interno
del gas naturale

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

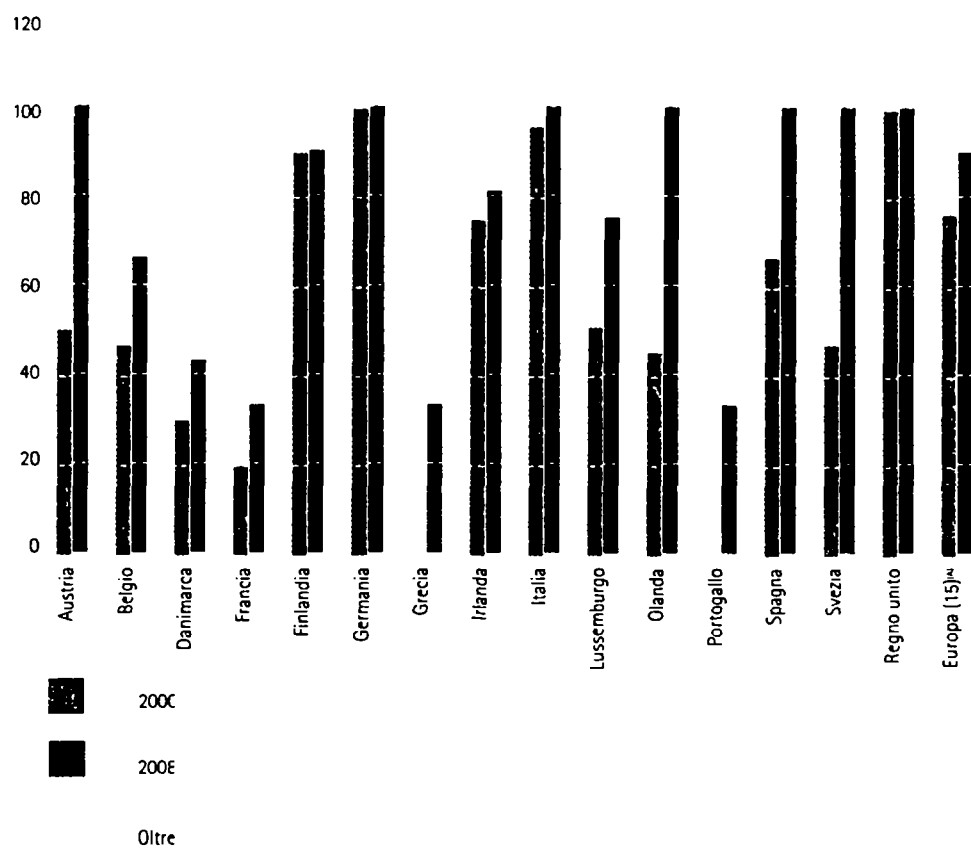
In tutti gli altri paesi europei sono in fase di avanzata discussione parlamentare proposte di legge di riassetto del settore in vista della scadenza dell'agosto 2000. In Grecia e Portogallo il processo di recepimento risulta ad uno stadio meno avanzato, anche se non sono state ancora presentate alla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

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

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

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

FIG 15 GRADO DI APERTURA PREVISTO DEL MERCATO EUROPEO DEL GAS NAUTURALE
Valori percentuali



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

Fonte: Commissione europea, 2000

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

accesso non discriminatorio alla rete e ai servizi di stoccaggio.

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

TAV 16 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI

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

CONTINUA
↓

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 16 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 18 PROGETTI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN DISCUSSIONE ALCUNI PAESI EUROPEI

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

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

La revisione dell'assetto normativo operata oltre un anno fa con l'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: dlgs. n. 79/99) ha avviato una profonda anche se graduale trasformazione del sistema elettrico italiano.

Nel 1999, alla fortissima espansione della domanda espressa dai clienti abilitati ad approvvigionarsi sul mercato libero dell'elettricità, anche sostenuta dalla ripresa dei livelli di attività, ha fatto riscontro una più lenta modificazione delle condizioni di offerta, tuttora caratterizzata da un'ineguale distribuzione dimensionale.

La complessità degli adempimenti normativi richiesti dalla radicale trasformazione istituzionale e la necessaria gradualità di realizzazione degli impegni assunti con il dlgs. n. 79/99 si è riflessa in alcuni ritardi di attuazione. In particolare, i tempi di dismissione di parte della capacità di generazione del principale operatore italiano non appaiono contenuti.

Accanto ai segni di rinnovamento, permangono nel sistema elettrico italiano elementi di debolezza, che ne ostacolano lo sviluppo concorrenziale e ne indeboliscono la capacità di operare su mercati in continua trasformazione. Il sistema di generazione continua ad essere caratterizzato da bassi rendimenti e da una notevole dipendenza dal petrolio che lo rende più vulnerabile di quello di altri paesi alla risalita delle quotazioni internazionali dei combustibili. Rispetto ai principali competitori il grado di internazionalizzazione delle imprese elettriche italiane appare ancora modesto e meno intensa la rifocalizzazione sull'attività caratteristica. Nonostante il lieve miglioramento osservato nei livelli di continuità del servizio, frutto anche dell'azione di impulso e di vigilanza dell'Autorità, la situazione italiana presenta ancora ampi margini di miglioramento, sia nei livelli di continuità osservati per l'intero paese, sia nei divari territoriali.

Nel corso dell'anno 1999, la quota di mercato di Enel S.p.A. si è ridotta a beneficio di autoproduttori e produttori indipendenti, mentre si sono affacciati nel mercato nuovi soggetti, come clienti idonei finali, grossisti, *trader* e produttori indipendenti. L'offerta "libera" mostra, tuttavia, un deficit strutturale a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, nonostante che una quota della capacità di trasmissione con l'estero sia stata per la prima volta allocata al mercato libero. Nel corso dell'anno 2000 circa la metà dell'energia importata equivalente a oltre 20 miliardi di kWh sarà destinata ai clienti idonei finali. Effetti rilevanti sull'offerta potranno verificarsi per effetto della cessione di quote di capacità produttiva da parte dell'operatore dominante. L'accelerazione del processo di dismissioni e di rin-

novo del parco termoelettrico nazionale riveste inoltre grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera n. 137/98 del CIPE. Anche la creazione del mercato all'ingrosso, prevista per l'anno 2001, potrà imporre un impulso dinamico allo sviluppo del mercato.

La transizione al nuovo assetto comporta alcuni costi aggiuntivi, i cosiddetti *stranded costs*, stimati pari a circa 15.000 miliardi recuperabili nell'arco di 7-10 anni.

Per quanto riguarda i prezzi, l'anno trascorso ha fatto registrare una forte impennata delle quotazioni dei prodotti petroliferi (cfr. Capitolo 1) a partire dal mese di luglio che si è riflessa sui prezzi dell'energia elettrica, anche se il meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità ha permesso di attutirne l'impatto. Complessivamente il prezzo medio unitario dell'energia elettrica è variato del 3,5 per cento nel corso del 1999, mentre l'indice elementare rilevato dall'Istat è calato del 4,1 per cento in media d'anno. L'anno si è chiuso con un contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva negativo, quantificabile in mezzo decimo di punto percentuale.

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica mostra che anche nel primo semestre 1999 i livelli dei prezzi si sono mantenuti significativamente al di sopra del valore medio europeo nonostante il divario a sfavore dell'Italia per le utenze industriali in particolare si sia ridotto. Nel segmento domestico, i prezzi per i livelli di consumo pari a 600 kWh e a 1.200 kWh annui sono inferiori di oltre la metà a quelli medi europei, mentre simmetricamente più alti sono i prezzi per gli utenti con consumi maggiori di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui. Un'asimmetria altrettanto significativa si palesa nei dati congiunturali, che mostrano incrementi dei prezzi superiori alla media europea per le classi di consumo meno elevate più che compensate da riduzioni per le classi di 3500 e 7500 kWh annui, in linea con la dinamica media europea. Nel segmento industriale il divario dei prezzi al netto delle imposte varia tra il 5 e il 36 per cento e tende a ridursi con l'aumentare dei consumi. Sotto il profilo congiunturale, tutte le tipologie di consumo rilevate mostrano riduzioni di prezzo più accentuate di quelle relative alla media europea.

Per il terzo anno consecutivo l'Autorità ha verificato all'inizio del 1999 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 1998 sul grado di adozione della Carta dei Servizi da parte dei soggetti esercenti. Dal confronto con gli anni precedenti risulta che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti ad indennizzo sono notevolmente diminuiti nel periodo 1996-1998. Questo andamento si può spiegare sia con un progressivo apprendimento da parte degli esercenti, che generalmente nel primo anno di applica-

zione della Carta dei servizi hanno incontrato le maggiori difficoltà nel rispetto degli standard, sia come effetto dell'indagine svolta da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati: tale comparazione ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

Per quanto riguarda la rilevazione sulla continuità del servizio, i livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) sono differenti tra aree urbane e aree rurali a causa della differente struttura della rete elettrica. La rilevazione sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, il permanere di disomogeneità tra le diverse zone in cui era ripartita la rete di distribuzione dell'Enel S.p.A. (ora Enel Distribuzione S.p.A.) anche a parità di caratteristiche di territorio. I valori medi di continuità del servizio sono il risultato di situazioni molto differenziate tra nord e sud del paese, a svantaggio di quest'ultimo.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, valore aggiunto e occupazione

La domanda

Le informazioni congiunturali sulle quantità di energia elettrica che vengono qui presentate promanano dall'Ufficio statistiche e previsioni del Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn) S.p.A., che ha assunto le competenze in materia di raccolta e trattamento delle informazioni statistiche relative a produzione, potenza installata e consumo di energia elettrica in Italia, subentrando all'Ufficio statistiche dell'Enel S.p.A. nel Sistema statistico nazionale (Sistan).

Secondo stime preliminari fornite dal Grtn, la richiesta di energia elettrica ha raggiunto nel 1999 il valore di 285,8 TWh, con un aumento del 2,3 per cento sul 1998 (Tav. 2.1), di un punto superiore alla crescita del prodotto interno lordo. Si tratta di un incremento inferiore a quello raggiunto nel 1998, quando la richiesta di energia è cresciuta del 2,9 per cento, ma in linea con il tasso medio annuo di crescita registratosi nel decennio 1999-89.

Il lieve rallentamento della domanda elettrica rispetto al 1998 riflette il fatto che la ripresa produttiva si è concentrata soprattutto nella seconda parte dell'anno, incidendo di conseguenza in misura minore sul tasso di crescita medio annuo. L'intensità elettrica si è attestata su un valore pari a 0,14, simile a quello del 1998.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.1 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA^(A)

Milioni di kWh e variazioni percentuali

FLUSSI	1998	1999	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDRICA LORDA	47.365	51.636	9,0
PRODUZIONE TERMICA LORDA	207.970	209.268	0,6
PRODUZIONE GEOTERMICA LORDA	4.214	4.403	4,5
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	237	385	62,4
TOTALE PRODUZIONE LORDA	259.786	265.692	2,3
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.843	13.018	1,4
TOTALE PRODUZIONE NETTA	246.943	252.674	2,3
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	41.633	42.539	2,2
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	901	529	-41,3
DESTINATA AI POMPAGGI	8.358	8.884	6,3
RICHIESTA TOTALE ITALIA	279.317	285.800	2,3

(A) Dati provvisori per il 1999

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

L'offerta

Nel 1999, in base a dati preliminari, la produzione netta di energia elettrica è stata di 252,7 TWh, il 2,3 per cento in più del 1998 (Tav. 2.1)

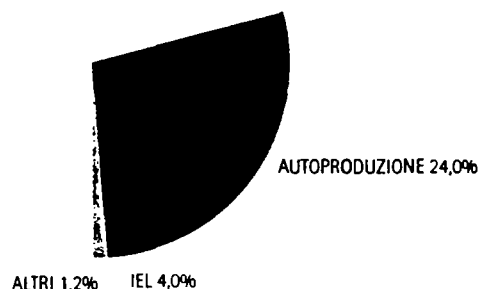
Complessivamente la crescita della produzione idrica, eolica e fotovoltaica è stata del 9 per cento, mentre la crescita della produzione geotermica è stata del 4,5 per cento. Sostanzialmente stabile è rimasta la produzione termica tradizionale, anche se al suo interno è aumentata la produzione da carbone e da gas naturale a discapito di quella da olio combustibile. L'aumento più rilevante, pari al 62,4 per cento, si è avuto nella generazione da fonti rinnovabili e assimilate che nel 1999 ha raggiunto i 385 GWh, di cui 25 riferibili all'Enel S.p.A. (cresciuti del 19 per cento) e i restanti 360 a produttori terzi (cresciuti del 66,7 per cento).

L'incremento della produzione lorda è attribuibile alla maggiore quantità di energia prodotta da operatori diversi dall'Enel S.p.A. e alle importazioni. La produzione netta dell'Enel S.p.A., pari a 178,8 TWh, risulta infatti diminuita dello 0,4 per cento rispetto al 1998, mentre quella da produttori terzi ha raggiunto i 73,8 TWh con un aumento del 9,5 per cento sullo scorso anno. Alla disponibilità interna hanno concorso per circa il 14,7 per cento le importazioni nette pari ad oltre 42 TWh. Le importazioni sono cresciute del 2,4 per cento rispetto al 1998. Al pari dello scorso anno, la quota più rilevante (63,1 per cento) delle importazioni nette è affluita dalla Svizzera (contro il 52,7 per cento del 1998), a svantaggio della Francia la cui quota è scesa al 32,1 per cento (contro il 39,6 per cento nel 1998), rimanendo comunque il secondo paese più rilevante, seguita dalla Repubblica Ceca con il 3,1 per cento; il restante 1,7 per cento (distribuito in quote inferiori a mezzo punto percentuale) è affluito da Slovenia, Austria, Germania e Croazia.

FIG 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Anno 1999; composizione percentuale.

ENEL 70,8%



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

Produzione	Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione (Fig. 2.1) si sono lievemente modificate nel corso del 1999. Rispetto al 1998, la quota di Enel S.p.A. si è ridotta dal 73 al 71 per cento a vantaggio degli autoproduttori, passati da 22,5 a 24 per cento. Sostanzialmente stabile è risultata invece la quota delle imprese elettriche locali (IEL) (passata da 3,8 a 4 per cento) e delle altre imprese (da 1 a 1,2 per cento).
Consumi	Nel mercato finale la ripartizione delle quote di mercato dei maggiori operatori è rimasta sostanzialmente invariata. Secondo i dati preconsuntivi, l'Enel S.p.A. si è attestata su una quota dell'83,4 per cento (83,5 per cento nel 1998), mentre le imprese elettriche locali, le altre imprese e l'autoproduzione hanno coperto complessivamente il 16,6 per cento.
Dati economici	Il positivo sviluppo del settore dell'energia elettrica emerge con evidenza anche dalle stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat. Nel 1999 la produzione a prezzi correnti del settore elettrico ha raggiunto un valore pari a oltre 55 mila miliardi di lire. Il valore della produzione di energia elettrica a prezzi 1995 ha evidenziato un aumento dell'8,0 per cento rispetto all'anno precedente. Sotto il profilo occupazionale il settore dell'energia elettrica mostra un tasso di decremento più accentuato che nell'anno precedente, confermando una tendenza che si era già profilata all'inizio del decennio. In base a dati di contabilità nazionale, nel 1999 gli occupati diretti nel settore hanno toccato quasi le 96 mila unità di lavoro, registrando una flessione del 5,7 per cento. Complessivamente la riduzione è stata pari a oltre 5.800 unità, superiore a quella dell'anno precedente (pari a 4.300 unità).

Consumi di fonti energetiche primarie

Nel 1999, per la prima volta, tra le fonti primarie per la produzione di energia termoelettrica il gas naturale ha superato i prodotti petroliferi. Dei quasi 210 TWh termici prodotti in Italia, 86,4 provengono infatti dal metano, 86,2 da prodotti petroliferi, quasi 24 dal carbone e 13 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, orimulsion, gas d'alto forno, gas residui di raffinazione, gas di cokeria e altro: Tav. 2.2).

Nel 1999 i prodotti petroliferi hanno coperto il 41,2 per cento della produzione termoelettrica convenzionale (la quota era del 50,6 per cento nel

TAV 22 CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMoeLETTTRICA E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE ^(A)			PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ ^(B)		
	1999	%	Variazione % 1999/98	1999	%	Variazione % 1999/98
CARBONE	5.217	12,2	2,4	23.798	11,4	2,1
PRODOTTI PETROLIFERI ^(C)	18.299	42,7	-16,9	86.210	41,2	-18,0
GAS NATURALE	16.589	38,7	21,7	86.410	41,3	23,1
ALTRI	2.741	6,4	39,1	12.850	6,1	38,2
TOTALE	42.846	100,0	0,3	209.268	100,0	0,6

(A) Migliaia di tep

(B) Milioni di kWh

(C) La voce comprende: olio, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria.

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

1998), evidenziando un calo rispetto al 1998 del 18 per cento, equivalente a circa 19 GWh di energia prodotta. Al contrario il consumo di gas naturale, che soddisfa il 41,3 per cento della produzione di elettricità (33,8 per cento nel 1998), è cresciuto del 23 per cento, dando luogo ad una maggior produzione di energia elettrica pari a 16 GWh rispetto all'anno precedente. Anche l'utilizzo di carbone, pari all'11,4 per cento del fabbisogno della produzione termoelettrica (11,2 per cento nel 1998), è lievemente aumentato, passando da 23,3 GWh del 1998 a 23,8 GWh nel 1999. Gli altri combustibili hanno coperto la quota residua del 6 per cento della produzione di elettricità, evidenziando un forte aumento rispetto all'anno precedente, nel quale la quota era pari al 4,5 per cento. Tale incremento è in gran parte dovuto alla notevole crescita registrata dall'orimulsion, il cui consumo nel 1999 è più che raddoppiato rispetto al 1998 (1,7 milioni di tonnellate che hanno dato luogo ad una produzione di elettricità pari a circa 5 GWh, contro i 2 GWh del 1998).

La riduzione dei consumi di prodotti petroliferi a vantaggio dei consumi di gas naturale e delle fonti rinnovabili nella produzione termoelettrica è sicuramente da ascrivere ad una tendenza di lungo periodo, che dovrebbe proseguire in futuro anche a motivo del maggior impiego degli impianti a ciclo combinato. Essa è in parte spiegabile anche con il forte incremento che nel 1999 ha interessato i prezzi internazionali dei combustibili petroliferi e coinvolto in misura più ridotta il gas naturale. La tendenza risulta rafforzata dal meccanismo di indicizzazione della tariffa elettrica (individuato con la delibe-

ra 26 giugno 1997, n. 70) che riconosce all'energia termoelettrica di produzione nazionale un costo unitario variabile, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato, incentivando quindi economie di costo orientate all'approvvigionamento.

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

Nel 1998¹ gli utenti allacciati alla rete elettrica risultano complessivamente pari a 32,2 milioni, con un aumento dell'1 per cento, equivalente a oltre 322 mila unità, rispetto all'anno precedente (Tav. 2.3). L'utenza domestica rappresenta l'85 per cento circa del totale, mentre gli usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni raccolgono il restante 15 per cento. Rispetto al 1997 le utenze domestiche sono aumentate di quasi 268 mila unità, mentre una riduzione di circa 55 mila unità ha interessato gli altri usi.

TAV. 2.3 UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA

Anno 1998

USI	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	migliaia	%	gwh	%
USI DOMESTICI	27.227	84,7	59.275	22,7
ALTRI USI	4.929	15,3	201.534	77,3
TOTALE	32.56	100,0	260.809	100,0
DI CUI: ENEL S.p.A.	29.343	91,2	226.168	86,7

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

In termini di quantità vendute, misurate in GWh, l'utenza industriale copre percentuali maggiori, pari al 77 per cento dell'energia venduta, contro il 23 per cento dell'utenza domestica.

La quota di Enel S.p.A. nel mercato complessivo è pari al 91,2 per cento, se misurata in termini di numero di clienti, ovvero dell'86,7 per cento in termini di quantità di energia venduta.

¹ I dati sui consumi finali di energia elettrica disaggregati per tipologia di consumo sono disponibili sino al 1998.

TAV. 2.4 ENERGIA VENDUTA DALL'ENEL S.P.A. PER TIPOLOGIA DI UTENZA

Anno 1998

USI	ENERGIA VENDUTA	
	GWh	%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	4.656	2,1
USI DOMESTICI	50.085	22,1
fino a 3 kw residenti	43.972	19,4
fino a 3 kw non residenti	3.010	1,3
oltre 3 kw	3.103	1,4
ALTRI USI	162.082	71,7
fino a 30 kw	29.553	13,1
da 30 a 500 kw	44.532	19,7
oltre 500 kw	87.997	38,9
RIVENDITORI NAZIONALI	9.160	4,1
TOTALE UTENTI NAZIONALI	225.985	99,9
FORNITURE ALL'ESTERO	184	0,1
TOTALE	226.168	100

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

Facendo riferimento alle sole utenze Enel S.p.A. (Tav. 2.4), la classe di potenza fino a 3 kW residenti è quella che registra i maggiori quantitativi di vendita nell'ambito dell'utenza domestica (88 per cento dei consumi domestici e 19 per cento di quelli totali). I consumi industriali di maggiore rilievo si collocano nella classe di potenza superiore ai 500 kW che assorbe oltre la metà (54 per cento) dei consumi industriali stessi, ovvero il 39 per cento dei consumi complessivi. I clienti con potenza tra i 30 e i 500 kW raggiungono quasi un quinto dei consumi totali (25,5 per cento dei consumi industriali) e quelli con potenza sino a 30 kW il 13 per cento (18 per cento dei consumi industriali).

Complessivamente i consumi dell'agricoltura non raggiungono il 2 per cento dei consumi totali, l'industria ne assorbe il 52 per cento (di cui il 25 per cento l'industria di base e il 27 per cento quella non di base), mentre la restante energia si distribuisce in misura eguale tra terziario e consumi domestici, che ricoprono entrambi una quota pari al 23 per cento dei consumi totali (Tav. 2.5).

I consumi del nord rappresentano il 56 per cento dei consumi nazionali (distribuiti per il 33 per cento nel nord ovest e per il restante 23 per cento nel nord est), quelli del centro e del sud raggiungono quote di poco inferiori al 20 per cento, mentre le Isole raccolgono il 10 per cento dei consumi nazionali (Tav. 2.5).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 25 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER RIPARTIZIONE GEOGRAFICA
E SETTORI DI UTILIZZO

Anno 1999

SETTORE DI UTILIZZO	ITALIA SETT.	NORD- OVEST	NORD EST	ITALIA CENTR.	ITALIA MERID.	ITALIA INSUL.	TOTALE ITALIA
CONSUMI IN GWh							
Agricoltura	2.461	945	1.516	668	889	597	4.615
Industria	86.148	51.378	34.770	20.590	19.617	13.460	139.815
Industria di base	37.788	21.018	16.770	10.785	10.382	8.700	67.655
Industria non di base	48.360	30.360	18.000	9.805	9.235	4.760	72.160
Terziario	32.726	18.766	13.960	14.159	10.155	5.260	62.300
Domestico	27.845	16.431	11.414	12.383	12.969	7.473	60.670
TOTALE	149.180	87.520	61.660	47.800	43.630	26.790	267.400
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI NAZIONALI							
Agricoltura	53,3	20,5	32,8	14,5	19,3	12,9	100
Industria	61,6	36,7	24,9	14,7	14,0	9,6	100
Industria di base	55,9	31,1	24,8	15,9	15,3	12,9	100
Industria non di base	67,0	42,1	24,9	13,6	12,8	6,6	100
Terziario	52,5	30,1	22,4	22,7	16,3	8,4	100
Domestico	45,9	27,1	18,8	20,4	21,4	12,3	100
TOTALE	55,8	32,7	23,1	17,9	16,3	10,0	100
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI DELL'AREA							
Agricoltura	1,6	1,1	2,5	1,4	2,0	2,2	1,7
Industria	57,7	58,7	56,4	43,1	45,0	50,2	52,3
Industria di base	25,3	24,0	27,2	22,6	23,8	32,5	25,3
Industria non di base	32,4	34,7	29,2	20,5	21,2	17,8	27,0
Terziario	21,9	21,4	22,6	29,6	23,3	19,6	23,3
Domestico	18,7	18,8	18,5	25,9	29,7	27,9	22,7
TOTALE	100	100	100	100	100	100	100

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

Nel nord est e nelle isole l'agricoltura assorbe una quota di energia elettrica maggiore rispetto alla media nazionale: 2,5 e 2,2 per cento, rispettivamente, contro l'1,7 per cento medio dell'Italia. Rispetto alla quota nazionale, pari al 25,3 per cento, i consumi dell'industria di base sono più elevati nelle Isole (32,5 per cento) e nel nord est (27,2 per cento), mentre i consumi dell'industria non di base appaiono relativamente più concentrati nel nord ovest e nel nord est, dove raggiungono rispettivamente il 34,7 e il 29,2 per cento dei consumi complessivi dell'area. Nel centro e nel sud il terziario è invece più importante in termini di consumi rispetto alla media italiana. Stante una minor quota assorbita dalle attività produttive nel loro insieme, i consumi domestici registrano una quota relativamente più elevata nel centro-sud e nelle isole, mediamente pari al 27 per cento, piuttosto che nel nord (18,7 per cento) (Tav. 2.5).

La performance delle maggiori imprese del settore elettrico

I risultati di bilancio delle imprese principali del settore elettrico nell'ultimo periodo disponibile forniscono un altro elemento informativo sulle performance del settore nel suo complesso (Tav. 2.6 e 2.7).

In generale gli indicatori reddituali e finanziari delle maggiori società del settore si attestano su livelli soddisfacenti, in miglioramento rispetto agli esercizi precedenti.

Il maggior operatore del settore è stato interessato nel 1999 da una significativa ristrutturazione societaria. In applicazione del dlgs. n. 79/99, a partire dall'1 ottobre 1999, l'Enel S.p.A. ha conferito le attività di produzione, trasmissione e distribuzione a società separate. Poiché l'esercizio 1999 evidenzia ricavi relativi all'operatività gestionale di soli nove mesi rispetto al 1998 espresso a esercizio intero, il confronto può essere effettuato sulla sola base dei dati del bilancio consolidato del Gruppo Enel.

Nel 1999 il Gruppo Enel ha conseguito ricavi pari a 40.584 miliardi di lire (+2,0 per cento rispetto al 1998), realizzando un margine operativo lordo di 17.379 miliardi di lire, in crescita del 5,6 per cento rispetto al 1998, grazie alla riduzione dei costi esterni ed in particolare del costo di acquisto dei combustibili e del lavoro, ridottisi rispettivamente del 34 e del 28 per cento.

Il risultato operativo è aumentato dell'8,6 per cento portandosi a 10.426 miliardi di lire, oltre il 25,6 per cento dei ricavi. L'utile netto si è attestato su 4.541 miliardi di lire, +6,0 per cento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, il livello più alto mai registrato nella storia della società.

Il capitale investito netto ammontava a 57.467 miliardi di lire contro i 60.440 miliardi dell'esercizio precedente. L'indebitamento finanziario netto

risultava pari a 23.418 miliardi di lire, in calo di 1.129 miliardi rispetto al dato di fine 1998, con oneri finanziari netti per 1.131 miliardi di lire, in calo del 23,6 per cento sul 1998. Il patrimonio netto del Gruppo era di 34.034 miliardi di lire (35.880 miliardi a fine 1998).

Gli investimenti materiali e immateriali ammontavano a 5.653 miliardi, circa il 4 per cento in meno del 1998.

Al 31 dicembre 1999 i dipendenti del Gruppo, con esclusione di quelli delle società Sogin S.p.A. e Grtn S.p.A., erano pari a 78.511 unità rispetto alle 83.482 di fine 1998, con una riduzione del 7,5 per cento.

La società Edison S.p.A. ha subito nel primo semestre dell'esercizio 1999 una riduzione dei ricavi, nonostante le maggiori quantità di energia elettrica venduta, attribuibile alla riduzione delle tariffe di vendita dell'energia elettrica, dovuta sia alla discesa del costo del combustibile, sia all'effetto della delibera dell'Autorità n. 24/99, che ha comportato la riduzione di alcune componenti tariffarie.

La società è stata in grado di realizzare un risparmio sui costi di acquisizione delle risorse esterne che è stato, tuttavia, completamente eroso dall'incremento del costo del lavoro (la cui incidenza sul valore aggiunto è passata dal 36 per cento al 39 per cento), verificatosi nonostante il numero dei dipendenti sia rimasto costante. Come conseguenza, il margine operativo lordo si è contratto dell'8 per cento nei due periodi considerati. A causa dell'aumento degli ammortamenti e delle svalutazioni, anche il risultato operativo si è attestato su un valore inferiore a quello dell'anno precedente calando del 17 per cento. Ne è derivato un peggioramento della redditività sul capitale investito e sulle vendite, rispettivamente pari all'1,6 per cento e al 17,5 per cento. I proventi straordinari hanno presentato un saldo positivo per l'introduzione di nuove modalità di contabilizzazione. Pertanto, il risultato di bilancio al netto delle imposte è stato pari a 175 miliardi di lire, in netta crescita rispetto al semestre precedente. Anche la redditività sul capitale netto ha fatto registrare un miglioramento, passando dal 2,4 per cento al 7,8 per cento.

Gli investimenti materiali e immateriali, consistenti prevalentemente in interventi di manutenzione e ammodernamento, ammontavano nel periodo considerato a circa 6 miliardi di lire.

La società Sondel S.p.A. ha subito una contrazione dei ricavi pari al 20,5 per cento, più sostenuta rispetto a Edison S.p.A., a causa sia della già menzionata revisione della struttura tariffaria, sia della contrazione delle quantità vendute e della cessione di un ramo d'azienda. Nonostante la riduzione dei costi esterni ed interni, il margine operativo lordo ha registrato una variazione negativa del 30 per cento. Il costo del lavoro si è ridotto anche grazie a una diminuzione dell'organico passato da 207 a 164 unità. Come conseguenza, la

redditività sul capitale investito e sulle vendite è diminuita, attestandosi su valori soddisfacenti, superiori a quelli mostrati dall'Edison S.p.A.

Sempre in conseguenza della cessione di un ramo d'azienda, sono aumentati i proventi finanziari con effetti sul risultato netto, pari a 44 miliardi di lire, di circa il 35 per cento superiori a quelli dell'esercizio precedente. La redditività sul capitale netto fa quindi registrare un miglioramento collocandosi sul valore del 9,6 per cento.

Gli investimenti materiali ed immateriali, volti in prevalenza al riscatto anticipato di alcuni contratti di leasing e al potenziamento e alla manutenzione, ammontavano nel primo semestre a 21 miliardi di lire, oltre il doppio di quelli del periodo precedente.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 26 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: ENEL (GRUPPO)

Miliardi di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI VENDITE	25.681	19.537
+ CONTRIBUTI DA CASSA CONGUAGLIO	12.063	9.667
+ ALTRI RICAVI	1.993	2.439
= TOTALE FATTURATO	39.737	31.643
+ COSTI CAPITALIZZATI	1.922	1.450
= PRODUZIONE LORDA	41.659	33.093
- COSTI/CONSUMO MATERIALI	8.662	6.125
- PROVENTI DIVERSI	8.481	8.413
= VALORE AGGIUNTO	24.516	18.555
- COSTO DEL PERSONALE	7.930	5.724
= MARGINE OPERATIVO LORDO	16.586	12.831
- AMMORTAMENTI ECONOMICO-TECNICI	6.014	4.699
- ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	943	615
= RISULTATO OPERATIVO	9.629	7.517
- PROVENTI FINANZIARI NETTI	1.470	927
- COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	3307	1567
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.852	5.023
- IMPOSTE	2.78	1.971
= UTILE NETTO	2.072	3.052
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	7,5	12,5
ROI	18,5	21,1
ROS	24,2	23,8
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	41,7	67,1
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	72,3	44,8
DATI TECNICI		*
NUMERO DIPENDENTI	83.482	78.511
ENERGIA VENDUTA (TWh)	226,2	2.395
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	5.871	5.653

CONTINUA

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 26 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI**
(SEGUE) **DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: EDISON S.P.A.**

Milioni di lire; dati semestrali

CONTO ECONOMICO (miliardi di lire)	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI VENDITE	178.724	159.235
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	43.554	43.948
+ TOTALE FATTURATO	222.278	203.182
+ INCREMENTO DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	2.473	2.083
= VALORE DELLA PRODUZIONE	224.751	205.266
- COSTI ESTERNI	127.347	110.679
= VALORE AGGIUNTO	97.404	94.587
- COSTO DEL PERSONALE	34.791	37.281
= MARGINE OPERATIVO LORDO	62.613	57.306
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	20.064	21.802
= RISULTATO OPERATIVO	42.550	35.503
+ PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	4.531	(6.175)
- RIVALUTAZIONE ATTIVITÀ ECONOMICHE	2.349	8.864
+ DIVIDENDI	45.340	241.875
+ PROVENTI STRAORDINARI	2.118	14.654
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	92.190	276.993
- IMPOSTE	42.759	101.801
= UTILE NETTO	49.431	175.192
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	2,4	7,8
ROI	2,3	1,6
ROS	19,1	17,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	105,1	94,5
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	8,4	1,0
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	635	642
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH) ^(A)	1.425	1.454
ENERGIA VENDUTA (GWH)	1.625	1.707
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	n.d.	5.733

CONTINUA
↓

(A) L'attività di produzione di energia elettrica non rientra nell'oggetto sociale della Edison S.p.A. ma in quello di altre aziende del gruppo Edison. Il valore si riferisce pertanto a quello del gruppo

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 26 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI
(SEGUE) DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: SONDEL S.P.A.

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO (miliardi di lire)	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI E PROVENTI INDUSTRIALI	180.451	143.399
- COSTI CONSUMO MATERIALI + PROVENTI DIVERSI	97.412	83.432
= VALORE AGGIUNTO	83.039	59.967
- COSTO DEL PERSONALE	10.743	9.578
= MARGINE OPERATIVO LORDO	72.296	50.389
- AMMORTAMENTI ORDINARI	18.033	17.224
- ACCANTONAMENTI	153	150
= RISULTATO OPERATIVO	54.110	33.015
+/- PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(2.194)	113
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	808	30.092
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	52.724	63.220
- IMPOSTE	19.795	18.789
= UTILE NETTO	32.929	44.431
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	7,3	9,6
ROI	10,3	5,8
ROS	30,0	23,0
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	86,2	87,8
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	16,7	22,5
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	207	164
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)	1.384	1.131
ENERGIA VENDUTA (GWH)	1.317	1.070
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	9.814	21.240

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV 27 DATI ECONOMICI E TECNICI DELLE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI

Miliardi di lire; anni 1997 - 1998

DATI ECONOMICI E TECNICI	31/12/97	31/12/98
DATI ECONOMICI		
RICAVI VENDITE SETTORE ELETTRICO	2.407	2.481
RICAVI VENDITE ALTRI SETTORI	2.289	2.522
FATTURATO TOTALE	4.697	5.004
MARGINE OPERATIVO	1.239	1.466
RISULTATO OPERATIVO	741	808
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROS	15,8	16,1
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	14.724	14.098
NUMERO UTENTI	3.113	2.759
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)	10.289	12.305
ENERGIA VENDUTA (GWH)	17.148	15.688
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	n.d.	331

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

Gli indicatori tecnico-economici per il complesso delle imprese elettriche degli enti locali (IEL) sono rilevati annualmente dall'associazione di categoria, sebbene con un anno di ritardo rispetto alla disponibilità dei bilanci. La diversità del campione di rilevazione sotto il profilo numerico, passato da 57 a 69 unità tra il 1997 e il 1998, impone cautela nel confronto intertemporale.

Nonostante il numero di imprese del campione sia aumentato, gli addetti totali si riducono. Per quanto riguarda gli indicatori di redditività, nel 1998 il margine operativo lordo e il reddito operativo rappresentano rispettivamente il 29,3 per cento e il 16 per cento del fatturato. Tali indicatori sono tuttavia significativi per l'insieme delle attività in cui risultano specializzate le IEL che includono settori contigui all'elettrico, come il gas, l'acqua, i rifiuti e le telecomunicazioni. Infatti, in assenza di una normativa sull'*unbundling* nel 1998, le imprese non erano tenute alla separazione dei conti. A questo proposito si rileva che l'aumento della quota di fatturato derivante da settori diversi da quello elettrico può essere attribuita a politiche di diversificazione attuate nel corso del 1998 più che a una diversa composizione del campione (cfr. *Relazione Annuale 1999*).

2 Il campione rappresenta nel 1998 oltre il 90 per cento delle imprese elettriche locali in termini di fatturato e addetti.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

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

Nel corso del 1998 l'apporto dell'energia elettrica alla riduzione dell'inflazione al consumo³, che era stato rilevante nell'anno precedente, si è esaurito. Le ripetute e consistenti flessioni registrate nel prezzo del petrolio, tornato sui livelli d'inizio anni Ottanta, non si sono riflessi sul prezzo al consumo in quanto, ai sensi della delibera n. 70/97, il gettito è stato impiegato per riassorbire il disavanzo del conto onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, totalmente ripianato nell'ultimo bimestre del 1998. L'unico aumento registrato in corso d'anno (1 per cento nel mese di gennaio) ha avuto effetti trascurabili sulla dinamica media annua.

Nel 1999, la flessione registrata nel primo trimestre è stata seguita da incrementi a partire da luglio, dovuti alla marcata risalita delle quotazioni petrolifere internazionali (Tav. 2.8)

3 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".

La procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica attualmente in vigore avviene sulla base di una struttura multidimensionale di pesi che tiene conto delle diverse tipologie di contratti di fornitura esistenti. In particolare la struttura si articola secondo questi elementi:

- contratti per residenti e non residenti;
- 6 classi di potenza (<1,5 kW, 3 kW, 4,5 kW, 6 kW, 10 kW, >10 kW);
- 4 scaglioni di consumo annuo (<900, 900-1.800, 1.800-2.700, >2700 kWh);
- 6 voci di costo (quota fissa, tariffa, conto termico, imposta erariale, addizionale erariale, addizionale comunale);
- 20 regioni.

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 all'1,79 per cento, mentre nel 1999 è scesa all'1,36 per cento. Il peso dell'energia elettrica nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, è stato pari all'1,76 per cento sino al 1998 ed è ora dell'1,33 per cento. 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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 28 INDICI MENSILI DEI PREZZI AL CONSUMO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Anni 1998-99; numeri indice 1995=100

	1998				1999			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	94,7	1,6	88,3	-7,0	89,3	-5,7	82,1	-7,0
FEBBRAIO	94,7	1,6	88,0	-7,0	89,3	-5,7	81,9	-7,0
MARZO	94,7	1,6	87,9	-7,7	88,6	-6,4	81,1	-7,7
APRILE	94,7	1,6	87,8	-7,9	88,6	-6,4	80,9	-7,9
MAGGIO	94,7	1,6	87,7	-7,7	88,8	-6,2	80,9	-7,7
GIUGNO	94,7	1,6	87,6	-7,7	88,8	-6,2	80,9	-7,7
LUGLIO	94,7	2,2	87,6	-6,4	90,2	-4,8	82,0	-6,4
AGOSTO	94,7	2,2	87,5	-6,4	90,2	-4,8	81,9	-6,4
SETTEMBRE	94,7	2,2	87,4	-3,4	93,2	-1,6	84,5	-3,4
OTTOBRE	94,7	2,2	87,4	-3,6	93,2	-1,6	84,2	-3,6
NOVEMBRE	94,7	0,9	87,2	-1,9	94,9	0,2	85,6	-1,9
DICEMBRE	94,7	0,9	87,1	-1,9	94,9	0,2	85,5	-1,9
MEDIA ANNUA	94,7	1,7	87,6	-0,2	90,8	-4,1	82,6	-5,7

(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.

Il confronto tra l'andamento dei ricavi medi unitari (indice di prezzo medio) riferiti alle vendite dell'Enel S.p.A. e gli indici Istat per le utenze domestiche rivela che mentre il primo indicatore riflette l'evoluzione della spesa media per energia elettrica sostenuta dai consumatori domestici, il secondo è un indice a pesi fissi in corso d'anno. Il dato dell'Enel S.p.A. riflette pertanto la natura non lineare dell'attuale struttura tariffaria; quello dell'Istat viene calcolato in base a una struttura di ponderazione che considera in modo esaustivo l'articolazione delle forniture per classi di utenza, livelli di potenza e regione di appartenenza, valorizzando quantità fisse in volume (numero di utenti e livello di consumi, riferiti a un certo anno base) con i livelli effettivi delle quote fisse e delle componenti tariffarie. Queste ultime comprendono le parti A, incluse le componenti A1, A2 e A3, e B della tariffa; a differenza del dato Enel S.p.A., sono inoltre comprese le imposte di consumo e l'IVA⁴ (cfr. Cap. 4).

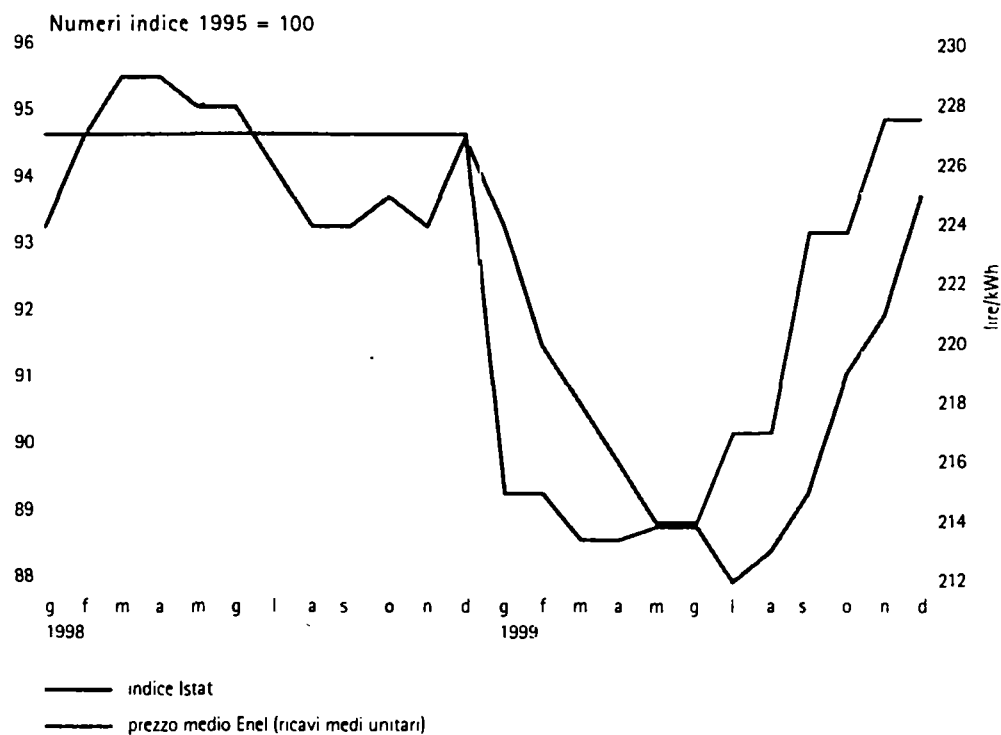
In linea generale, l'andamento dell'indicatore dell'Istat e di quello dell'Enel S.p.A. sono simili: la maggiore variabilità del secondo riflette la sua natura di indicatore di spesa effettiva con ponderazione implicitamente variabile. La concordanza fra i punti di svolta è apprezzabile con l'eccezione del dato relativo al luglio dell'anno 1999, su cui influisce, nei dati medi, il forte aumento dell'energia in tale mese (Fig. 2.2).

Gli andamenti congiunturali dei due indicatori sono correlati nel segno, anche se debolmente (il coefficiente di correlazione lineare è pari a 0,34); lo scostamento più ampio si registra nel gennaio del 1999, nel quale l'indice Istat cade del 5,7 per cento a fronte di una flessione più contenuta (1,2 per cento) del prezzo medio Enel S.p.A.; tale effetto è attribuibile all'introduzione da gennaio della nuova struttura di ponderazione per il calcolo del prezzo al consumo (quella relativa alle quantità dell'anno 1997⁵).

4 Il vettore di pesi usato dall'Istat a partire dall'anno in corso si basa sulla struttura delle vendite del 1997.

5 Nella nuova struttura, il peso delle categorie residenti con minori livelli di potenza si riduce lievemente a vantaggio delle utenze non residenti.

FIG 22 PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI: CONFRONTO TRA RICAVI MEDI UNITARI (INDICE DI PREZZO MEDIO) E INDICE DEL PREZZO AL CONSUMO



Fonte: Elaborazione su dati Enel S.p.A. e Istat.

Liberalizzazione e prezzi dell'elettricità nei paesi europei

Nel corso dell'anno 2000 si è completato nei paesi aderenti alla UE il processo di recepimento della Direttiva europea 96/92/CE, che porterà alla rimozione degli ostacoli legali all'entrata di nuovi operatori nella produzione e nella fornitura di energia elettrica e alla liberalizzazione dell'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. È ancora prematuro, anche considerando che alcuni paesi come la Francia hanno recepito la direttiva solo nei primi mesi dell'anno in corso, constatare quel processo di riduzione e convergenza dei prezzi all'utenza finale che costituisce uno dei principali criteri di giudizio del grado di realizzazione del mercato unico europeo dell'energia. Riduzioni di prezzo significative si osservano in tutti i paesi che avevano avviato processi di riforma del settore elettrico ben prima del recepimento della Direttiva europea, come i paesi nordici, l'Inghilterra e Galles, ma a questi si aggiungono anche la Francia, il Portogallo e la Spagna, dove le riduzioni osservabili dei prezzi sono da ascrivere più a decisioni dei rispettivi organi di regolazione che alla dinamica dei mercati (Tavv. 2.9 e 2.10). Del tutto peculiare è invece il caso della Germania qui di seguito analizzata. Ostono tuttavia a un processo di convergenza dei prezzi l'esistenza di condizioni strutturali di costo assai differenziate tra i mercati, la diversa incidenza delle fiscalità (anche ambientale), la permanenza di asimmetrie nel grado di apertura dei mercati nazionali, le restrizioni della capacità di interconnessione e, non da ultimo, la diversità nell'assetto organizzativo dei mercati che la stessa direttiva preserva.

Assai più palbabile è invece l'impatto della liberalizzazione sul tasso di entrata di nuove imprese, sulla creazione di nuovi soggetti imprenditoriali, la formazione di nuove figure professionali e le strategie delle imprese. L'esistenza di opportunità di mercato profittevoli attrae nuovi investitori, mentre la ricerca di sinergie con altri settori anch'essi in via di liberalizzazione favorisce operazioni di diversificazione produttiva. In Inghilterra e Galles sono nati numerosi nuovi operatori in particolare nelle attività della produzione e della vendita, mentre il settore nel suo complesso si è arricchito di nuove figure professionali, anche grazie al consolidamento di imprese che hanno saputo sfruttare le nuove competenze acquisite in ambito internazionale. Lo stesso dinamismo imprenditoriale si osserva nei mercati nordici, in Germania e in Spagna.

Il caso tedesco

Il caso della Germania, che con la legge 28 aprile 1998 ha permesso a tutti i clienti di acquistare energia sul mercato libero, è esemplare per illustrare le forti potenzialità da un lato, i limiti dall'altro, di un processo di liberalizzazione affidato prevalentemente al lato della domanda. Infatti, la libertà di acquistare energia elettrica per tutti i consumatori, unita alla frammentazione del mercato in relazione al grande numero di imprese municipali (oltre 900) e a prezzi finali molto al di sopra della media europea hanno comportato effetti rilevanti sui prezzi all'utenza finale e sulle strategie delle imprese.

Sul lato dell'offerta, invece, le soluzioni adottate dalla legge non appaiono suscettibili di condurre a sistemi di tariffazione trasparenti ed efficienti capaci di attivare processi competitivi. Sono stati aboliti i monopoli regionali (attraverso la sospensione dei cosiddetti accordi di demarcazione) ed è stato istituito un sistema di accesso alle reti di tipo negoziato, mentre si è mantenuto in capo allo stesso soggetto la proprietà e la gestione delle reti di trasmissione e di distribuzione regionali. Esistono 9 imprese regionali, integrate verticalmente nelle fasi di distribuzione, trasmissione e produzione con proprio dispacciamento. Subito dopo l'approvazione della nuova legge si sono verificati casi di diniego dell'accesso alla rete deferiti all'Autorità antitrust nazionale quali violazioni del diritto di accesso alla rete e abuso di posizione dominante. Il recente accordo tra proprietari di rete per la fissazione delle tariffe di vettoriamiento (V-V2) è all'esame della Direzione Concorrenza presso la Commissione europea per presunta violazione dell'art. 85 del Trattato di Roma.

Il decremento dei prezzi è iniziato sin dal mese di aprile 1998, mese in cui è entrata in vigore la nuova legge sul settore. Inizialmente le offerte di prezzi più bassi si sono rivolte alle utenze industriali, con consumi e margini di redditività più elevati, ma successivamente, nel corso del 1999, la concorrenza si è estesa anche alle utenze domestiche.

Secondo alcune organizzazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, la riduzione media dei prezzi nei contratti sottoscritti nel mercato libero dalle imprese industriali è dell'ordine del 30 per cento, con punte del 40 per cento per alcuni grandi clienti. Tali politiche di prezzo sono da porre in relazione con l'intento di contrastare il potere delle imprese municipalizzate, il cui controllo proprietario le rende impermeabili ad azioni di acquisizione, e di indurle per questa via alla cessione delle attività. La ricerca dell'efficienza che le politiche di riduzione dei prezzi inducono è accelerata anche da operazioni di fusione e acquisizione, come quelle avviate tra le società Viag e Veba e tra Rwe e Vew. Tali politiche, oltre che spingere alla razionalizzazione dei costi, porteranno a una selezione degli operatori di mercato e a una loro rapida riduzione. Occorre inoltre sottolineare l'impulso impresso al mercato dalla nascita di nuovi operatori, come società di intermediazione che raccolgono i contratti

di fornitura di numerosi clienti, senza assumerne la titolarità, per spuntare condizioni contrattuali favorevoli con i migliori offerenti. Tali iniziative hanno raccolto successo soprattutto presso le piccole imprese industriali e artigiane normalmente sottoposte a maggiori costi di approvvigionamento.

Le riduzioni dei prezzi per le utenze domestiche sono state più circoscritte, secondo alcuni osservatori nell'ordine del 10 per cento. Si tratta in ogni caso di diminuzioni non generalizzate, non catturate dalle statistiche Eurostat commentate di seguito. Per l'anno 2000, diverse società e banche hanno formulato previsioni di riduzioni medie di prezzo che oscillano tra il 10 e il 15 per cento. Il minor dinamismo previsto per tali utenze si spiega in relazione sia al minor grado di concorrenzialità tra le imprese, dovuto ai più ridotti margini di guadagno, sia della prevalenza di comportamenti di consumo inerziali che non spingono a cambiare il proprio fornitore.

Confronti internazionali di prezzo

I confronti di prezzo dell'energia elettrica vengono effettuati sulla base sia della metodologia del prezzo medio, utilizzata dall'AIE-OCSE, sia della metodologia del consumatore tipo, impiegata dall'Eurostat.

Come già menzionato nella *Relazione Annuale 1999*, i confronti del prezzo italiano per le utenze domestiche impiegando le statistiche AIE presentano una controindicazione metodologica dovuta all'esistenza nella vigente struttura tariffaria italiana di una forte variabilità dei prezzi in funzione del consumo che non trova riscontro in nessun altro paese europeo e che rende le statistiche di prezzo medio poco significative. Per tali ragioni vengono incluse le sole statistiche Eurostat riferite a diverse tipologie di utenza, specificate per livelli di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume registrati nell'anno 1997 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di valutare l'onerosità dei prezzi italiani rispetto ai 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.

Confronti internazionali
in base al prezzo
per tipologia di consumo

Nel 1999 (1 luglio) le *utenze domestiche* con livelli di consumo più bassi, di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte inferiore a quello di tutti i paesi europei. Di contro, le utenze con livelli di consumo più elevati, corrispondono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte al di sopra della media europea⁶. Qualora si prendesse a riferimento come classe rappresentativa del livello dei prezzi dell'energia elettrica in Italia la tipologia di utenti con consumi più bassi, si trarrebbero conclusioni opposte a quelle determinate dall'analisi dei soli livelli di consumo superiori (Tav. 2.9).

Anche sotto il profilo congiunturale, le variazioni registrate ai prezzi italiani nel luglio 1999, pur se di entità modesta, sono di segno diverso in funzione del livello di consumo considerato e indicano una tendenza verso il riequilibrio tariffario: l'aumento dei prezzi per le classi di consumo più basse - che presentano livelli inferiori a quelli di tutti i paesi europei - è in controtendenza rispetto alla media europea, mentre le riduzioni per le classi di consumo più elevate sono in linea con l'andamento europeo.

I prezzi dell'energia elettrica per le *utenze industriali*, sia al lordo, sia al netto delle imposte, risultano tra i più elevati in Europa. Tuttavia, il divario con il valore medio si riduce progressivamente con l'aumentare del livello dei consumi. Se per le piccole utenze industriali e terziarie con consumi da 160 kWh a 2 GWh il prezzo al lordo delle imposte supera rispettivamente del 23 per cento e del 36 per cento la media europea, per le grandi utenze con consumi di 50 GWh e di 70 GWh, il divario si riduce rispettivamente al 15,3 per cento e al 4,9 per cento. Al netto delle imposte il divario con il valore medio è molto più contenuto per tutte le tipologie di consumo, a causa della degressività dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi. In alcuni casi, come per i livelli di consumo di 2 GWh annui, che corrispondono generalmente a piccole-medie imprese industriali, il divario è addirittura negativo (Tav. 2.10).

Sotto il profilo congiunturale, tutte le tipologie di consumo evidenziano decrementi dei prezzi (compresi tra l'11 e il 18 per cento), più marcati di quelli relativi alla media europea.

Le statistiche disponibili non consentono ancora di valutare l'effetto della impennata dei prezzi petroliferi nell'ultimo semestre 1999 che potrebbe aver divaricato la distanza con la media europea.

⁶ In particolare, il divario per gli utenti con consumi di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui è in entrambi i casi di oltre il 64 per cento per i prezzi al lordo delle imposte e, rispettivamente del 42 per cento e del 64 per cento, per i prezzi al netto delle imposte.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 29 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE
PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 1999; 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	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh
AUSTRIA	300,5	0,4	236,4	289,7	0,5	227,3
BELGIO	404,1	-1,3	331,3	380,9	-1,4	312,1
DANIMARCA	568,3	5,4	290,1	448,2	5,7	194,0
FINLANDIA	291,0	-8,4	225,0	214,2	-6,5	161,9
FRANCIA ^(B)	316,7	-4,4	248,9	279,8	-3,4	217,1
GERMANIA ^(B)	472,2	4,5	387,3	391,5	6,7	317,7
GRECIA	162,5	-4,7	150,4	152,6	-4,7	141,2
IRLANDA	299,9	-0,6	266,4	247,8	-0,6	220,3
ITALIA	124,7	4,5	113,2 ^(A)	139,6	4,0	126,8 ^(A)
LUSSEMBURGO	440,3	0,4	415,5	329,9	0,4	311,2
NORVEGIA	601,3	-7,3	475,2	345,2	-7,9	266,9
OLANDA ^(B)	299,7	1,5	254,4	255,5	1,0	203,0
PORTOGALLO	247,6	-4,1	234,1	283,9	-4,1	269,3
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	323,5	-17,9	308,1	241,9	-18,0	230,3
SPAGNA	276,1	-3,7	226,5	276,1	-3,7	226,5
SVEZIA	421,9	-9,9	306,1	281,9	-8,4	194,0
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	353,1	-1,1	289,9	288,4	-1,0	234,0
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	-64,7		-60,9	-51,6		-45,8

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(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 registrati nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 29 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE
(SEGUE) PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 3.500 KWH			CONSUMO ANNUO 7.500 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE
	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh
AUSTRIA	244,4	0,5	189,6	246,5	0,4	191,3
BELGIO	278,8	-1,9	230,4	254,4	-2,1	207,6
DANIMARCA	369,2	5,9	130,9	345,8	6,0	112,1
FINLANDIA	169,0	-7,0	125,1	145,4	-7,2	105,5
FRANCIA ^(B)	228,3	-4,9	179,7	222,1	-4,5	174,1
GERMANIA ^(B)	313,6	9,8	250,5	296,1	11,0	235,4
GRECIA	129,9	-4,8	120,2	146,4	-4,6	135,3
IRLANDA	173,1	-0,7	153,9	166,3	-0,6	147,9
ITALIA	410,3	-5,6	327,4 ^(A)	379,1	-6,0	299,1 ^(A)
LUSSEMBURGO	220,0	0,4	207,6	213,6	0,4	201,6
NORVEGIA	176,7	-9,2	130,0	129,8	-10,2	91,8
OLANDA ^(B)	225,2	1,3	158,1	215,3	0,6	144,4
PORTOGALLO	244,7	-4,1	232,7	217,1	-4,1	206,6
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	170,0	-18,8	161,9	154,3	-18,6	146,9
SPAGNA	215,9	-3,7	177,0	198,1	-3,7	162,5
SVEZIA	189,9	-6,1	120,4	184,5	-6,0	116,2
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	247,4	-5,9	231,0	231,0	-5,6	182,0
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	65,8		41,7	64,1		64,3

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(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 registrati nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2 10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 1999; 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 ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	235,0	220,8	-1,5	159,0	145,2	-1,5
BELGIO	225,0	225,0	-1,9	142,6	142,6	-3,1
DANIMARCA	114,0	97,6	-3,9	108,0	91,6	-5,3
FINLANDIA	107,0	98,6	-7,8	82,4	74,0	-8,1
FRANCIA ^(B)	160,3	155,2	-2,2	109,8	109,8	-2,4
GERMANIA ^(B)	250,5	241,1	-2,4	158,4	153,6	-4,1
GRECIA	153,8	153,8	4,8	113,4	113,4	4,7
IRLANDA	210,7	210,7	-0,7	128,1	128,1	-0,7
ITALIA	229,2	177,0 ^(A)	-11,0	172,2	131,8 ^(A)	-14,2
LUSSEMBURGO	204,5	204,5	0,0	141,3	141,3	-14,4
OLANDA ^(B)	197,7	186,8	2,4	114,2	111,9	1,4
NORVEGIA	95,9	95,9	-9,4	63,9	63,9	-9,6
PORTOGALLO	166,6	166,5	-9,1	125,7	125,7	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	176,1	176,1	-8,1	107,7	107,7	-47,9
SPAGNA	149,6	142,3	-1,4	126,6	120,4	0,0
SVEZIA	99,6	99,6	-12,0	66,6	66,6	-8,3
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	187,2	175,9	-4,6	126,7	119,2	-13,9
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	22,5	0,6		36,0	10,6	

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(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 registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2 10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA
(SEGUE) DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	10 GWh ANNO (4.000 kW, 6.000 h)			24 GWh ANNO (2.500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	n.d.	n.d.	4,2	n.d.	n.d.	n.d.
BELGIO	130,7	130,7	-3,4	106,9	106,9	-4,1
DANIMARCA	105,8	89,4	-4,9	100,2	83,8	-5,1
FINLANDIA	80,9	72,5	-9,2	74,1	65,7	-7,6
FRANCIA ^(B)	109,8	109,8	-2,4	95,1	95,1	-2,3
GERMANIA ^(B)	153,5	149,9	-3,1	125,7	122,4	-3,6
GRECIA	113,4	113,4	4,7	95,4	95,4	4,8
IRLANDA	119,6	119,6	-0,7	102,7	102,7	-0,7
ITALIA	157,3	131,8 ^(A)	-14,2	122,0	108,3 ^(A)	-16,8
LUSSEMBURGO	110,0	110,0	0,3	90,6	90,6	0,3
OLANDA ^(B)	112,5	110,0	1,5	94,0	93,9	1,6
NORVEGIA	55,4	55,4	-8,1	44,4	44,4	-9,7
PORTOGALLO	125,7	125,7	-9,1	102,5	102,5	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	96,2	96,2	-7,1	n.d.	n.d.	-7,1
SPAGNA	118,6	112,8	0,0	106,6	101,4	0,0
SVEZIA	60,3	60,3	-10,7	52,9	52,9	-11,3
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	120,1	114,8	-5,1	102,9	99,2	-5,3
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	30,9	14,8	-45,2	18,6	9,2	-62,2

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(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 registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA
DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

[SEGUE]

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	50 GWh ANNO (10.000 kW, 5.000 h)			70 GWh ANNO (10.000 kW, 7.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	n.d.	n.d.	25,3	n.d.	n.d.	41,0
BELGIO	93,7	93,7	-5,2	80,1	80,1	-5,8
DANIMARCA	97,0	80,6	-5,5	95,9	79,5	-5,4
FINLANDIA	61,1	52,7	-10,9	58,9	50,5	-9,3
FRANCIA ^(B)	87,3	87,3	-2,6	87,5	78,7	-2,5
GERMANIA ^(B)	129,7	130,5	-3,2	114,8	108,8	-5,8
GRECIA	89,2	89,2	4,7	78,2	78,2	4,7
IRLANDA	103,4	103,4	-0,7	93,8	93,8	-0,7
ITALIA	115,9	102,2 ^(A)	-15,6	98,3	86,6 ^(A)	-17,9
LUSSEMBURGO	94,1	94,1	0,5	82,9	82,9	0,4
OLANDA ^(B)	94,0	98,8	1,5	101,0	89,4	2,2
NORVEGIA	41,9	41,9	-7,2	40,5	40,5	-8,3
PORTOGALLO	91,9	91,9	-9,1	84,4	84,4	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	n.d.	n.d.	-7,1	n.d.	n.d.	-7,1
SPAGNA	106,8	101,6	0,0	98,5	93,7	0,0
SVEZIA	53,5	53,5	-9,9	49,9	49,9	-10,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	100,5	97,7	-5,1	93,6	87,5	-5,7
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	15,3	4,7	-73,7	4,9	-0,9	-106,8

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(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 registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

La questione degli *stranded cost*: sviluppi in Europa

A seguito del recepimento della Direttiva 96/92/CE gli Stati membri dell'Unione Europea possono recuperare gli *stranded cost* (cfr. *Relazione Annuale 1999*) facendo ricorso alla procedura ex art. 24 della Direttiva (che permette agli Stati membri di richiedere un regime transitorio, qualora a causa delle disposizioni della Direttiva non sia possibile adempiere ad impegni o garanzie di gestione accordati prima dell'entrata in vigore della Direttiva stessa), ovvero quella per il loro riconoscimento come "aiuti di Stato". Nel primo caso ad occuparsi delle notifiche da parte degli Stati membri è la Direzione Generale dell'Energia e Trasporti della Commissione europea, nel secondo quella della Concorrenza.

Quasi tutti gli Stati membri (precisamente 12 Stati, inclusi i tre che hanno ottenuto una deroga per il recepimento della Direttiva, ed escluse l'Italia, la Svezia e la Finlandia) hanno richiesto l'applicazione dell'art. 24.

In occasione della riunione multilaterale sugli aiuti di Stato tenutasi a Bruxelles il 14 giugno 1999, la Direzione generale della Concorrenza ha presentato il documento *Metodologia per l'analisi degli aiuti di Stato connessi ai cosiddetti costi non recuperabili* nel quale vengono proposti criteri di ammissibilità dei costi non recuperabili al fine del riconoscimento di aiuti da parte degli Stati membri. Tali criteri sono stati ampiamente trattati nella *Relazione Annuale 1999* (cfr. Capitolo 2, pag. 120).

Successivamente alla presentazione del documento, la Commissione europea ha dato una prima risposta alle richieste di otto Stati membri (Austria, Danimarca, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda, Spagna e Regno Unito) sulla possibilità di applicare schemi transitori in deroga alla Direttiva 96/92/CE. La Commissione ha sostenuto la non applicabilità, ad eccezione di parte delle richieste avanzate dalla Germania e dal Lussemburgo (con riferimento alla possibilità di derogare alle norme sull'*unbundling* per la società Cogedel, in ragione delle modeste dimensioni di quest'ultima); tali richieste dovranno, pertanto, essere analizzate come aiuti di Stato dalla Direzione generale della Concorrenza.

Per quanto concerne l'Austria, la richiesta di risarcimento riguarda le garanzie operative relative ad alcuni impianti idroelettrici e i contratti di acquisto a lungo termine di lignite. L'ammontare complessivo richiesto è di 8,7 miliardi di scellini (equivalenti a circa 1.230 miliardi di lire).

La Danimarca ha avanzato una richiesta di 4,5 miliardi di corone equivalenti a circa 1.100 miliardi di lire. Gli *stranded cost* riguardano i contratti *take or pay* per l'acquisto di gas, la chiusura di 30 vecchi impianti a carbone e gli schemi pensionistici per i dipendenti di alcune municipalizzate aventi lo status di impiegati pubblici.

Per quanto riguarda la Francia, la richiesta riguarda l'obbligo di acquisto di energia a carico del monopolista francese, EdF, valevole fino al 2012, il *decommissioning* del Superphenix.

La Germania ha invece chiesto una deroga all'applicazione della Direttiva fino al 2003 in favore della Veag (impresa di produzione dell'ex Germania est) per permettere a quest'ultima di continuare a produrre energia elettrica da lignite e di realizzare gli ingenti investimenti necessari per la modernizzazione del parco elettrico delle regioni orientali.

Nel caso dell'Olanda gli *stranded cost* richiesti riguardano il recupero delle perdite relative ai progetti di teleriscaldamento, i costi di progettazione di un impianto di rigassificazione a carbone, un contratto a lungo termine tra generatori e distributori e alcuni contratti internazionali di acquisto di energia elettrica/gas. L'ammontare richiesto si aggira intorno a 6.000 miliardi di lire.

In Spagna la richiesta riguarda i costi necessari per compensare i generatori della riduzione del prezzo dell'elettricità e l'obbligo di acquisto di carbone nazionale. L'ammontare è di circa 2.000 miliardi di pesetas (oltre 22.000 miliardi di lire) da recuperare in 10 anni. Una parte consistente dei costi verrebbe anticipato alle imprese elettriche dalle principali banche nazionali.

Infine, la Gran Bretagna ha richiesto circa 80 milioni di sterline (circa 250 miliardi di lire) per l'ammodernamento e adeguamento di impianti siti nell'Irlanda del nord.

In data 26 gennaio 2000 è stato approvato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro e del bilancio, il decreto sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico. In particolare il decreto identifica due categorie di *stranded cost* recuperabili rispettivamente in sette e dieci anni a partire dall'1 gennaio 2000:

- i costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti associati ad impianti di produzione di energia elettrica realizzati prima del 19 febbraio 1997 e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva 96/92/CE. Tali costi potranno essere recuperati a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti e che, comunque siano stati imposti all'impresa produttrice-distributrice da atti legislativi o di programmazione nazionale;
- i maggiori oneri derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale liquefatto importato dall'Enel S.p.A. dalla Nigeria.

Un periodo di sette anni è stato altresì previsto per il recupero della maggiore valorizzazione dell'elettricità prodotta da impianti idro e geotermoelettrici con potenza maggiore o uguale a 3 MW. L'esatta quantificazione dei costi è effettuata dall'Autorità annualmente, a consuntivo, per ciascun impianto. Il decreto stabilisce l'ammontare degli *stranded cost* che è stato fissato pari a 15.000 miliardi. Un periodo di sette anni è stato altresì previsto per il recupero della maggiore valorizzazione dell'elettricità prodotta da impianti idro e geotermoelettrici con potenza maggiore o uguale a 3MW, cioè della cosiddetta rendita idroelettrica, ovverossia della quota del prezzo dell'energia relativa al costo del combustibile che i produttori idroelettrici non ricevevano nel vecchio regime e che nel regime del mercato liberalizzato invece ottengono.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Le modifiche della struttura dell'offerta e la nascita di nuovi operatori

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, sia pure ancora ad uno stadio iniziale, è l'entrata di nuovi concorrenti e la nascita di nuovi operatori. I soggetti giuridici previsti dal dlgs. n. 79/99 che hanno iniziato ad operare sul mercato libero sono grossisti, produttori, distributori e consorzi. A tali operatori si aggiunge la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto, ma riconducibile alla più generale fattispecie giuridica degli intermediari.

Per grossista il dlgs. n. 79/99 intende la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione; tale soggetto assume la titolarità dei contratti di fornitura di energia elettrica. Per analogia può essere descritta la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto menzionato, come la persona fisica o giuridica che pur svolgendo le stesse funzioni del grossista e sempre non esercitando attività di produzione, trasmissione e distribuzione, non assume la titolarità dei contratti di fornitura, ma agisce come mero intermediario. Il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto, per la vendita o per l'uso proprio, in una percentuale non superiore al 70 per cento. Il distributore è la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica esercitando attività di trasmissione (su reti a media alta tensione) e/o distribuzione (su reti a media e bassa tensione).

Molti distributori o autoproduttori già presenti sul mercato hanno aperto nuove aree d'affari o società specificatamente dedicate al mercato libero. In molti casi l'entrata nei nuovi settori di business è avvenuta attraverso la ricerca di siner-

gie con altre imprese spesso concorrenti attraverso la conclusione di *joint ventures* e accordi. Sono inoltre nati oltre 10 *trader* e 32 grossisti. Diverso è il caso dei consorzi ai quali viene riconosciuta la qualifica di clienti idonei, che appaiono un operatore del tutto nuovo nel panorama italiano e internazionale (salvo il caso dei consorzi di acquisto in Germania). Sebbene siano stati concepiti soprattutto come uno strumento organizzativo per favorire l'accesso al mercato libero di quelle imprese che non raggiungono le soglie di idoneità previste dal dlgs. n. 79/99, i consorzi stanno assumendo nella prassi funzioni di intermediazione e di servizio sempre più complesse tali da giustificare l'esistenza anche in un mercato nel quale fosse consentito a tutte le imprese di acquistare energia nel mercato libero. Al 30 aprile 1999 si contavano 122 consorzi e società consortili (cfr. Tav. 2.16).

La funzione di intermediazione e di assistenza nel nuovo contesto di mercato liberalizzato è destinata ad assumere un ruolo sempre più ampio e ad essere offerta da nuovi soggetti di natura diversa, come di fatto già avviene nei paesi in cui il processo di liberalizzazione è più avanzato. I servizi comprendono l'assistenza tecnica relativa alla misurazione dei profili di consumo e delle curve di carico, alla ottimizzazione delle curve di carico e alla gestione efficiente della domanda. Anche la creazione della Borsa, prevista dal dlgs. n. 79/99 per l'anno 2001, richiederà competenze e strumenti di intermediazione nuovi, spesso non disponibili internamente a imprese per anni attive nella gestione dei flussi fisici dell'energia elettrica in mercati amministrati. Inevitabile sarà quindi la nascita di soggetti specializzati nelle attività di trading. Sinergie in tali attività potranno svilupparsi anche per la contemporanea liberalizzazione del mercato del gas. Gli intermediari, compresi i consorzi già attivi in tale business, potranno utilizzare gli acquisti o le vendite nella borsa per coprire le differenze tra la domanda prevista oggetto di contratti bilaterali e quella effettiva, mentre il mercato spot potrà essere utilizzato per gli sbilanciamenti di breve periodo.

Il piano di dismissioni delle centrali dell'Enel S.p.A.

Il quadro di riferimento
normativo

Il dlgs. n. 79/99 stabilisce all'art. 8, comma 1 che, a partire dal 2003, nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. A questo scopo, il decreto dispone che entro la stessa data l'Enel S.p.A. dovrà cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando alcuni obiettivi:

- consentire adeguate condizioni di mercato;

- assicurare la compatibilità con i piani industriali, il mantenimento della produzione nei siti e le ricadute occupazionali;
- tenere conto delle esigenze di sviluppo, innovazione, ricerca ed internazionalizzazione di Enel S.p.A..

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

Nel luglio 1999 il Consiglio di Amministrazione dell'Enel S.p.A. ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti. Il piano individuava gli impianti da cedere prevedendone l'accorpamento in tre società e descriveva i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire a ciascuna di esse con particolare riferimento al *mix* tecnologico, all'articolazione geografica e all'attribuzione del personale.

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato da Enel S.p.A., ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del dlgs. n. 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato "sia per quanto concerne il volume della capacità produttiva da cedere, sia per quanto concerne l'osservanza delle condizioni e degli obblighi imposti dal decreto in ordine in particolare alla garanzia di adeguate condizioni di mercato, alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali".

Il decreto ha previsto che la cessione degli impianti individuati nel Piano avvenisse mediante la costituzione da parte di Enel S.p.A. di tre società per azioni e la successiva alienazione da parte di Enel S.p.A. delle relative partecipazioni azionarie.

Nei mesi successivi Enel S.p.A. ha provveduto alla costituzione delle tre società denominandole Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A. e conferendo loro gli impianti, di cui all'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999.

Le modalità con le quali dovrà avvenire la cessione di tali partecipazioni sono state definite con successivo decreto interministeriale 25 gennaio 2000, firmato dai Ministri dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del tesoro.

Gli obiettivi e i criteri per la dismissione indicati dal Governo

La nota con la quale il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha indicato a Enel S.p.A. i criteri per la dismissione degli impianti prevede che i nuovi produttori dovranno disporre di un parco impianti caratterizzato da una capacità produttiva di dimensioni sufficienti a garantire:

- economicità ed efficienza della produzione;
- autonomia nella gestione dell'offerta in termini di riserva e di programmi di manutenzione degli impianti.

Viene inoltre indicato che le dismissioni dovranno riguardare:

- un *mix* di impianti di base e di punta, tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda;
- un *mix* diversificato di fonti di energia primaria;
- alcuni impianti obsoleti, in modo da attivare investimenti per l'incremento dell'efficienza e l'economicità delle gestione, in particolare nelle aree del Mezzogiorno;
- un'adeguata articolazione geografica, in modo da garantire una pluralità di offerta nelle diverse aree del territorio nazionale, impedendo che si possano creare monopoli locali.

Infine, la nota prevede che le offerte di acquisto includano piani industriali che specifichino:

- il periodo minimo per il quale verrà garantito il mantenimento dell'attività di produzione nei siti interessati;
- le modalità di gestione della continuità occupazionale;
- i programmi di investimento.

Il piano di cessione presentato da Enel S.p.A. e approvato dal Governo

Gli impianti individuati nel piano di cessione, elaborato da Enel S.p.A. e approvato dal governo, e conferiti alle tre società del gruppo Enel S.p.A. ammontano ad una capacità complessiva di generazione di poco superiore ai 15.000 MW (Tav. 2.11 e fig. 2.3).

TAV. 2.11 IL PIANO DI CESSIONE ENEL S.P.A.: CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

SOCIETÀ	INVESTIMENTI PREVISTI	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)			PERSONALE unità/GW
		miliardi di lire	base	mid-merit	totale
EUROGEN (A)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	2.010	3.340	614	6.711	285,2
IMPIANTI IDROELETTRICI		137	629	766	566,6
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.665	3.780	770	4.550	302,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		57	957	1.014	376,7
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.433	2.980		2.980	400,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		27	36	63	1.603,2
TOTALE	1.433	3.007	36	3.043	429,7
TOTALE A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084	
DI CUI TERMO	5.108	10.100	1.384	14.241	
DI CUI IDRO		221	1.622	1.843	

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

Con riferimento ai criteri per le dismissioni stabiliti dal Governo, la distinzione tra impianti di base e impianti di punta proposta dalle linee guida indicate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato viene tradata nel piano in una distinzione tra impianti di base - definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente - ed impianti *mid merit* - definiti come impianti destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all'anno, quali gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore. Tra gli impianti tradizionalmente intesi come di punta (turbogas) ne viene ceduto uno solo, corrispondente al 6 per cento della potenza turbogas attuale di Enel S.p.A.

Per quanto riguarda il *mix* di fonti energetiche, il criterio di diversificazione richiesto dal Governo appare sostanzialmente rispettato, con un'importante eccezione nel caso della fonte idroelettrica. Anche se si considerano gli ulteriori 2.880 MW di potenza installata che, secondo le indicazioni contenute nel piano, saranno oggetto di *joint ventures* con la regione Valle d'Aosta e le Province di Trento e Bolzano (e che non sono compresi nei 15.000 MW di cessioni richieste), la capacità idroelettrica installata di proprietà dell'Enel S.p.A. sarà prossima al 60 per cento del totale nazionale. Se in tali *joint ventures* l'Enel S.p.A. volesse mantenere una partecipazione significativa almeno nei primi anni - come riportato nel Piano - la quota di proprietà dell'ex-monopolista rispetto al totale installato nel territorio nazionale salirebbe oltre il 70 per cento. Il requisito di una equilibrata distribuzione geografica degli impianti appare sostanzialmente rispettato.

Per quanto riguarda invece il grado di obsolescenza degli impianti di generazione conferiti alle tre società, un'analisi delle caratteristiche di tali impianti mostra che mentre le società Eurogen e Elettrogen e l'Enel Produzione S.p.A. avranno parchi confrontabili, sensibilmente peggiore sarà la situazione della società Interpower (Fig. 2.4). Interpower potrà tuttavia trarre vantaggio da una quota maggiore della capacità alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio.

Secondo il piano, la produzione dell'Enel S.p.A. nel 2003 si collocherà intorno al 40 per cento del totale. La plausibilità di questa stima appare legata all'evoluzione della domanda, della produzione di terzi incentivata e non, all'idraulicità, all'esito e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali obsolete nelle diverse società poste sul mercato. In particolare, appare importante quanto riportato nel piano in tema di impegni assunti dagli acquirenti⁷.

L'art. 8 del dlgs. n. 79/99 richiedeva che nel Piano si trovasse "la necessaria attenzione alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali"; indicazioni ribadite nella nota sui criteri per le dismissioni del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il piano approvato dal Governo rispetta questi requisiti prevedendo per ogni società la predisposizione di un programma industriale contenente indicazioni in merito a progetti di trasformazione a ciclo combinato degli impianti convertibili (cioè quelli per i quali gli estensori del Piano giudicano la trasformazione "largamente conveniente da un punto di vista economico"), garanzie di fornitura dei combustibili necessari alla conduzione degli impianti, struttura patrimoniale ottimale e caratteristiche di tutti i contratti stipulati e degli accordi necessari alla valorizzazione dei flussi di cassa (per esempio eventuali contratti con l'Acquirente Unico).

7 Il decreto stabilisce che le società alienate e i loro acquirenti rispettino sia gli impegni previsti nel piano di cessione, sia quelli contenuti negli accordi sindacali successivamente intercorsi tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le parti sindacali e l'Enel S.p.A. (denominati Protocolli di intesa).

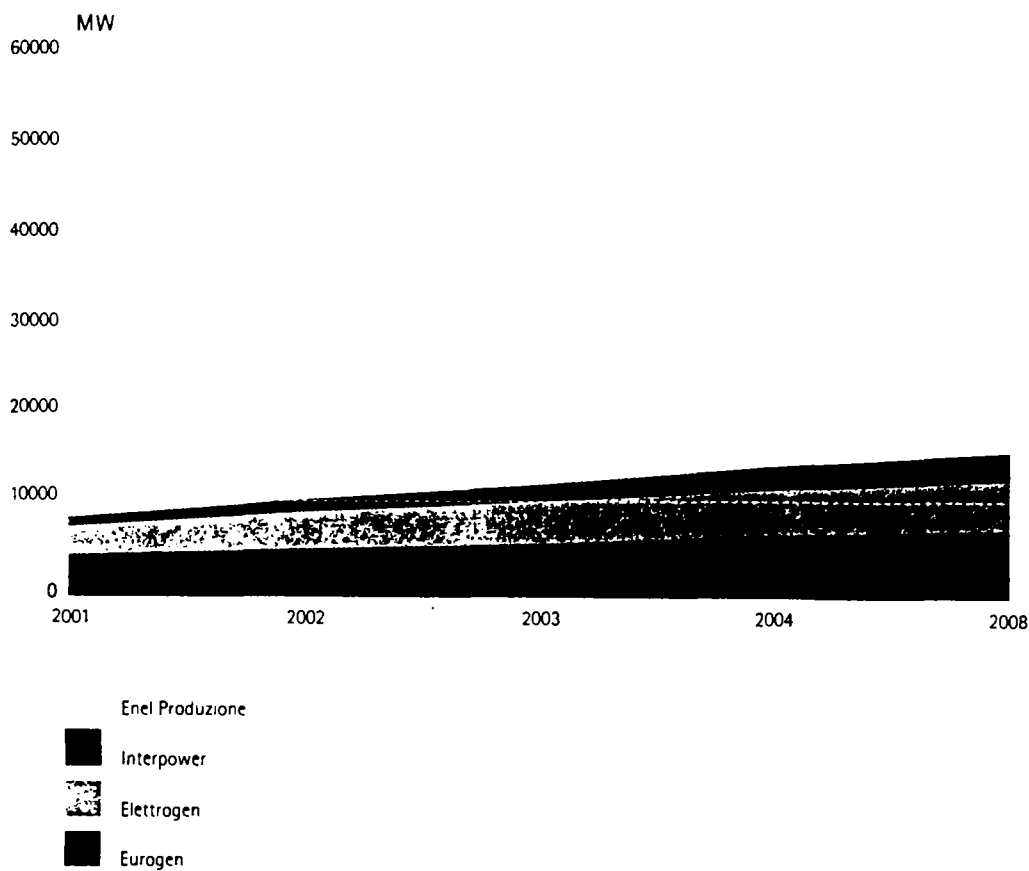
TAV 2.12 IMPEGNI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI A CICLO COMBINATO

SOCIETÀ	CAPACITÀ TERMoeLETTRICA A REGIME (2008) MW	CAPACITÀ DA RICONVERTIRE A CICLO COMBINATO MW	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	CAPACITÀ TERMoeLETTRICA ATTUALE MW
EUROGEN S.P.A.	6.711	3.860	2.010	6.242
ELETTROGEN S.P.A.	4.551	3.200	1.665	4.424
INTERPOWER S.P.A.	2.980	2.400	1.433	2.548
ENEL PRODUZIONE S.P.A. ^(A)	24.410	2.238	n.d.	23.444

(A) I dati sono basati sui programmi di riconversione trasmessi dall'Enel S.p.A. all'Autorità nel dicembre 1998

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

FIG 2.3 POTENZA DISPONIBILE DELL'ENEL PRODUZIONE S.P.A. E DELLE TRE SOCIETÀ IN CESSIONE



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

Dalla tavola 2.12 risulta che l'onere di riconversione a ciclo combinato grava in misura molto maggiore sulle tre società in corso di cessione, rispetto all'attività produttiva dell'Enel Produzione S.p.A. Questo elemento potrebbe ridurre significativamente il gettito delle cessioni. D'altra parte gli evidenti problemi connessi alla realizzazione di nuovi impianti sul territorio nazionale (disponibilità di siti e difficoltà autorizzative) e i limiti posti alle importazioni dalla scarsa capacità di interconnessione con l'estero agiscono in direzione opposta.

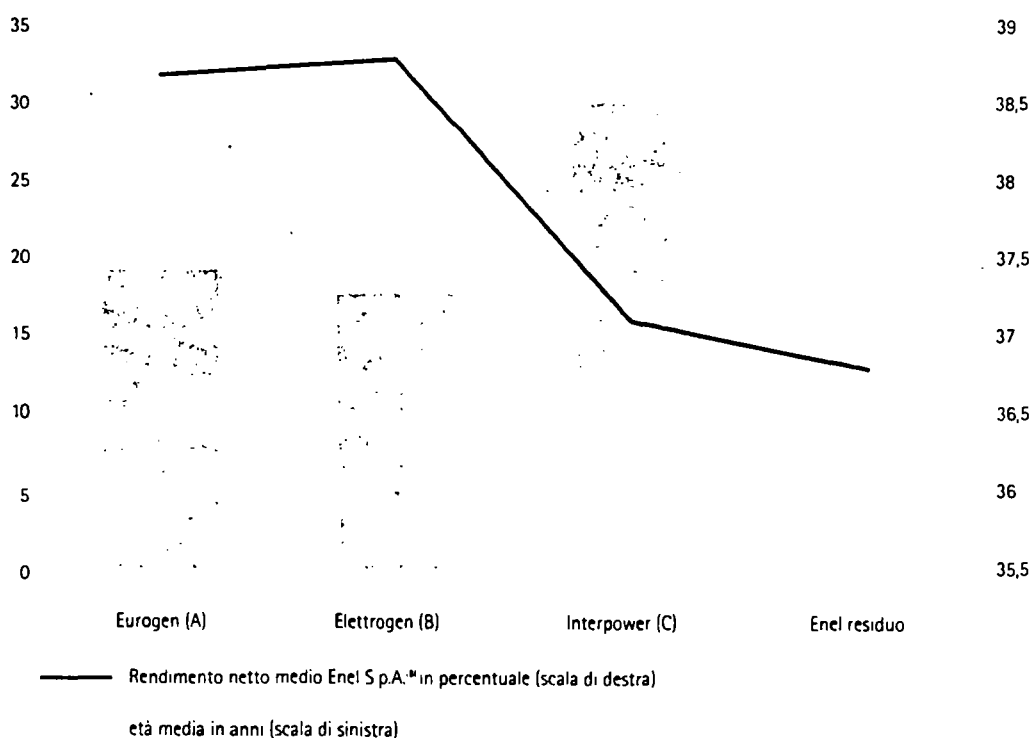
Gli impegni di riconversione degli impianti a ciclo combinato previsti nel Piano e considerati come vincolanti dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 avranno un ruolo determinante nell'influenzare l'evoluzione dell'offerta libera di energia elettrica sul mercato nazionale. Seguendo le indicazioni sui tempi di esecuzione e completamento degli interventi di riconversione contenute nel piano, la disponibilità di capacità termoelettrica dovrebbe subire l'evoluzione descritta nella figura 2.4. Ne consegue che l'evoluzione della capacità delle tre società poste sul mercato sarà piuttosto lenta. Tale evoluzione è suscettibile di ulteriori rallentamenti in seguito a possibili difficoltà autorizzative, quali quelle già emerse nelle riconversioni a ciclo combinato in siti dell'Enel S.p.A. già effettuate o in corso di realizzazione.

Il decreto interministeriale 25 gennaio 2000 che stabilisce le modalità di vendita delle tre società non prevede un termine vincolante entro il quale avviare la procedura di vendita, per la quale il dlgs. n. 79/99 stabilisce il termine massimo del 2003. Tenuto conto dell'attuale deficit strutturale di offerta libera a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, la tempistica della vendita delle tre società e i tempi di realizzazione degli interventi di riconversione avranno un ruolo determinante per il futuro sviluppo competitivo del settore elettrico nazionale. Maggiori saranno i tempi richiesti per le operazioni di vendita e di riconversione degli impianti, più lento risulterà il processo di apertura del mercato all'entrata di nuovi operatori. I ripetuti annunci del Governo di imprimere un'accelerazione al processo di dismissioni si è tradotta nel decreto interministeriale nella selezione della trattativa privata rispetto ad una procedura più trasparente di offerta pubblica di acquisto. Il rinnovo del parco di generazione nazionale e l'entrata di nuovi concorrenti potranno essere ulteriormente facilitati semplificando le norme relative alle autorizzazioni per le nuove centrali elettriche.

L'accelerazione del processo di dismissione e di rinnovo del parco termoelettrico nazionale riveste grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera n. 137/98 del CIPE *Linee guida per le politiche e misure nazionali per la riduzione dei gas di serra* (cfr. Capitolo 1). Da que-

sto punto di vista, le riconversioni a ciclo combinato previste nel piano per le cessioni approvato dal Governo consentiranno una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale (20-23 milioni di tonnellate per l'orizzonte 2008-2012).

FIG 24 CARATTERISTICHE DEL PARCO DELLE SOCIETÀ DA CEDERE E DI ENEL PRODUZIONE S.P.A.(A)



(A) I dati riportati sono ponderati per la potenza, prima delle trasformazioni degli impianti in ciclo combinato;

(B) Il rendimento dell'Enel Produzione S.p.A. è influenzato dal fatto che esso mantiene la quasi totalità degli impianti a turbogas, utilizzati solo per funzioni di punta e altri servizi di rete. Prescindendo da questi impianti, il rendimento medio dell'Enel Produzione S.p.A. supera il 38 per cento.

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

Capacità d'importazione e mercato libero

Il dlgs. n. 79/99 ha liberalizzato le attività di importazione ed esportazione, "nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico". Gli scambi di energia con l'estero costituiscono al contempo una modalità per realizzare quell'integrazione dei mercati europei auspicata dalla Direttiva 96/92/CE e un canale per aumentare la contendibilità del mercato, specie laddove la situazione di partenza veda la presenza di imprese di grandi dimensioni, con forte potere di mercato.

L'entità degli scambi è fortemente condizionato dalla capacità di trasmissione transfrontaliera, basata sui dispositivi di interconnessione, capacità che proprio per effetto della liberalizzazione dei sistemi elettrici nazionali limita il volume di scambi di energia elettrica.

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui una a doppia terna (Rondissone in Italia - Albertville in Francia), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. Le linee che ad oggi costituiscono la rete di interconnessione in corrente alternata con l'estero sono riportate nella tavola 2.13.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2 13 LINEE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO IN CORRENTE ALTERNATA

LINEA STAZIONE ITALIANA - STAZIONE ESTERA	TENSIONE NOMINALE (kV)	PAESE ESTERO	LUNGHEZZA TRATTO ITALIANO (km)
VENAUS - VILLARODIN	380	FRANCIA	9
RONDISSONE - ALBERTVILLE ^(A)	380	FRANCIA	120
CAMPOROSSO - BROU CARROS	220	FRANCIA	10
BULCIAGO - SOAZZA	380	SVIZZERA	79
MUSIGNANO - LAVORGIO	380	SVIZZERA	6
PALLANZENO - MOREL	220	SVIZZERA	20
MESE - GORDUNO	220	SVIZZERA	32
SONDRIO - ROBBIA	220	SVIZZERA	25
PONTE - AIROLO	220	SVIZZERA	10
AVISE - RIDDES	220	SVIZZERA	20
VALPELLINE - RIDDES	220	SVIZZERA	14
REDIPUGLIA - DIVACCIA	380	SLOVENIA	10
PADRICIANO - DIVACCIA	220	SLOVENIA	2
SOVERZENE - LIENZ	220	AUSTRIA	57

(A) Linea in doppia trina.

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

I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono un solo progetto di elettrodotto relativo al collegamento elettrico in corrente continua tra Italia e Grecia a 400 kV in corso di realizzazione tramite cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto, la cui entrata in servizio è prevista per il 2002. Tale collegamento aumenterà il valore della massima potenza complessivamente importabile di ulteriori 600 MW sulla frontiera elettrica italo-greca.

Il valore dell'intera capacità di trasporto al limite termico delle linee (*Gross Transfer Capability: GTC*) nel periodo invernale risulta pari a 11.950 MVA che, considerando un fattore di potenza medio pari a 0,95, corrispondono a circa 11.350 MW ai quali si sommano 50 MW relativi alla stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana. Nel periodo estivo, la capacità totale è pari a 10.220 MVA, corrispondenti all'incirca a 9.700 MW. La capacità totale al limite termico, come definita in precedenza, non corrisponde alla reale capacità netta trasmissibile (*Net Transfer Capacity: NTC*), poiché diversi fattori, legati alle caratteristiche topologiche ed elettriche delle reti interconnesse ed ai criteri di esercizio del sistema elettrico in sicurezza, concorrono alla limitazione della capacità totale di interscambio con l'estero. Tenendo conto di tali fattori⁸, la capacità netta trasmissibile, definita come capacità complessivamente utilizzabile per le importazioni, risulta pari a 5.400 MW nel periodo invernale, 5.000 MW nel periodo estivo e 2.200 MW nel mese di agosto (Tav. 2.14).

TAV 2.14 CAPACITÀ NETTA TRASMISSIBILE ALLE DIVERSE FRONTIERE ITALIANE

PAESI CONFINANTI	PERIODO INVERNALE MW	PERIODO ESTIVO MW	AGOSTO MW
FRANCIA	2.000	1.800	1.000
SVIZZERA	2.900	2.700	1.000
AUSTRIA	200	200	50
SLOVENIA	300	300	150
TOTALE	5.400	5.000	2.200

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

⁸ La determinazione della capacità netta trasmissibile viene dettagliatamente spiegata nella Relazione tecnica alla delibera dell'Autorità 3 dicembre 1999, n. 179/99.

Una quota della capacità netta trasmissibile è occupata da contratti di importazione esistenti. La tavola 2.15 presenta il quadro complessivo, a partire dall'anno 2000, dei contratti di importazione pluriennali stipulati dall'Enel S.p.A. I contratti sono distinti per paese di importazione, durata, capacità impegnate ed energia contrattata in GWh. Confrontando i dati riportati nelle due tavole (Tav. 2.14 e Tav. 2.15) alla data dell'1 gennaio 2000, la capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per nuovi impegni contrattuali (*Available Transfer Capacity*: ATC) risulta essere pari a 2.650 MW nel periodo invernale (2.800 MW dalla fine del mese di gennaio) e a 2.400 MW nel periodo estivo.

Nell'anno 2000 tale capacità è stata assegnata agli operatori che ne avevano fatto richiesta (44 richieste), previa l'applicazione di vincoli sulla quota della capacità totale e la verifica di alcuni requisiti tecnici e commerciali, determinando un flusso di energia elettrica importata stimabile in 24 TWh (*cfr.* anche Capitolo 4).

TAV 2.15 CONTRATTI PLURIENNALI IN CAPO ALL'ENEL S.P.A. ALL'1 GENNAIO 2000

FRONTIERA	CONTRATTO ^(B)	DATA DI SCADENZA DEI CONTRATTI	POTENZA MAX CONTRATTATA MW	ENERGIA TOTALE ^(A) GWh/anno
FRANCIA	Contratto 1	31/12/2007	1.800 (1.400 dal 1/1/03)	14.488 (9.150 dal 1/1/03)
SVIZZERA	Contratto 2	31/12/2011	600	5.021
	Contratto 3	31/12/2002	200	1.603
AUSTRIA	Contratto 4	29/01/2000	100	70
	Contratto 5	31/01/2000	50	37
TOTALE			2.750	21.219

(A) Stima.

(B) Denominazione convenzionale dei contratti

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

Caratteristiche dei clienti idonei

Le modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di cliente idoneo sono state definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 30 giugno 1999, n. 91, in attuazione dell'art. 14, comma 8, del dlgs. n. 79/99.

La delibera n. 91/99 istituisce, presso l'Autorità, l'elenco dei clienti idonei nel quale vengono inseriti i nominativi di tutti i soggetti a cui è stata riconosciuta la qualifica di cliente idoneo, completo dell'indicazione dei punti di prelievo facenti capo ai soggetti⁹.

Sulla base della documentazione pervenuta all'Autorità al 30 aprile 2000 risultano iscritti nell'elenco dei clienti idonei quasi 800 soggetti, corrispondenti a oltre 3700 punti di prelievo, che hanno effettuato consumi pari a circa 74,5 TWh nell'anno solare precedente.

La tavola 2.16 riporta i dati riguardanti i clienti riconosciuti come idonei suddivisi sulla base delle tipologie previste dal dlgs. n. 79/99. La tipologia di cliente finale include tutti i soggetti che fanno capo a un unico sito di consumo, mentre le quattro tipologie indicate come imprese costituite in forma societaria, gruppi, consorzi e società consortili, distributori e grossisti hanno la possibilità di aggregare i consumi effettuati attraverso più siti di prelievo per raggiungere le soglie di idoneità. I distributori ottengono il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo limitatamente all'energia destinata ai clienti idonei connessi alla loro rete e solo nel caso in cui il numero totale di utenti non superi le 300.000 unità. Gli acquirenti grossisti vengono riconosciuti come idonei limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita.

Questo contesto è stato di recente integrato dalla legge finanziaria per il 2000, approvata alla fine dello scorso anno (legge 23 dicembre 1999, n. 488 recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*, pubblicata nella G.U. n. 302 del 27 dicembre 1999, supplemento ordinario n. 227), che estende alle pubbliche amministrazioni la possibilità di partecipare a consorzi al fine del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo.

⁹ L'elenco dei clienti idonei è consultabile sul sito Internet dell'Autorità all'indirizzo www.autorita.energia.it.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 2.16 CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER TIPOLOGIA

Aggiornamento al 30 aprile 2000

TIPOLOGIA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO TWh
CLIENTI FINALI	529	529	51,2
IMPRESE COSTITUITE IN FORMA SOCIETARIA E GRUPPI	99	531	7,7
CONSORZI E SOCIETÀ CONSORTILI	122	2.651	15,6
DISTRIBUTORI	9		
GROSSISTI	32		
TOTALE	791	3.711	74,5

La distribuzione geografica dei dati riguardanti i clienti idonei finali e la comparazione con i consumi totali di ogni area viene presentata nella tavola 2.17. La quota di consumi riconducibili a clienti riconosciuti come idonei nella parte settentrionale del paese (32 per cento) si colloca al di sopra della media nazionale (28 per cento), mentre in quella meridionale e centrale (rispettivamente 22 per cento e 26 per cento) risulta inferiore alla media. I soggetti idonei aggregati, quali le imprese costituite in forma societaria, i gruppi, i consorzi e le società consortili sono quasi completamente concentrati nel nord del paese.

TAV 2.17 CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER AREA GEOGRAFICA

Aggiornamento al 30 aprile 2000

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO E PERCENTUALE DEI CONSUMI FINALI ^(A)	
			TWh	%
NORD	478	2.621	40,6	32,0
CENTRO	179	883	15,3	21,9
SUD	133	207	18,6	26,4
TOTALE	790 ^(B)	2.580	74,5	27,9

(A) La suddivisione per regione dei consumi finali per l'anno 1999 è tratta dalla Staffetta Quotidiana n.40 del 26 febbraio 2000 che pubblica statistiche ufficiali rese note dal Gestore della rete di trasmissione;

(B) Il totale differisce rispetto alla tavola 2.16 in cui è incluso un grossista estero che ha ottenuto l'idoneità.

Dalle documentazioni predisposte in sede di stesura del dlgs. n. 79/99, si evince che la quota di apertura del mercato attesa, con riferimento alle soglie di idoneità valide per l'anno corrente, dovrebbe risultare pari al 35 per cento del mercato finale, mentre i dati sopra riportati indicano una percentuale di consumi effettuata da clienti riconosciuti come idonei molto inferiore.

A questo aspetto si aggiunge il fatto che solo una parte dei soggetti riconosciuti come idonei ha effettivamente sottoscritto, ad oggi, un contratto di fornitura di energia sul mercato libero. Una quantificazione di tale quota non è attualmente possibile, anche se dati provvisori provenienti dal Grtn S.p.A. collocano questo valore su livelli attorno al 20 per cento

L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati

Un impulso decisivo alla liberalizzazione del mercato elettrico italiano deriverà dalla creazione del mercato di acquisto e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, come prevista in via generale dal dlgs. n. 79/99. In linea teorica, un mercato concorrenziale può assumere diverse forme organizzative che possono essere distinte in: modelli basati sull'Acquirente Unico; borsa o mercato dell'elettricità all'ingrosso (*wholesale power exchange*); e scambi bilaterali. Nelle esperienze di alcuni paesi liberalizzati, il modello della borsa e quello delle transazioni bilaterali coesistono dando luogo a forme organizzative ibride, mentre il modello dell'Acquirente Unico che acquista e rivende tutta l'energia elettrica oggetto di transazione per la totalità degli utenti del mercato ha trovato scarsa applicazione. Un'eccezione è costituita dal caso italiano, dove il dlgs. n. 79/99 prevede un Acquirente Unico che si assume la responsabilità dell'approvvigionamento di energia elettrica e della relativa garanzia di capacità per il solo mercato vincolato, mentre i clienti idonei possono scambiare energia nella borsa.

Il mercato all'ingrosso costituisce il fulcro di tutto il sistema elettrico influenzando sia le modalità di gestione della fase di trasmissione e la relativa struttura tariffaria, sia la fase a valle della fornitura. Se anche il settore della fornitura è liberalizzato, tutti i consumatori finali potranno acquistare direttamente dalla borsa o concludere contratti bilaterali, mentre se la liberalizzazione riguarda solo una parte dei clienti finali, potrà essere l'Acquirente Unico - ove questi esista - e il distributore a soddisfare la domanda dei clienti vincolati.

Laddove le borse non sono state previste all'interno dei piani di riforma del settore dai regolatori o dai governi nazionali esse sono sorte, o stanno sorgendo su iniziativa di governi regionali o operatori privati come imprese del settore, società di trading e di *Information Technology*.

È il caso della Borsa di Amsterdam (*Amsterdam Power Exchange*), o delle borse tedesche di Francoforte e Lipsia, per le quali è stato annunciato un progetto di fusione.

La nascita delle borse illustra la tendenza dell'energia elettrica a trasformarsi in una *commodity*, al pari di altri prodotti già da tempo scambiati su mercati internazionali come i metalli, i prodotti agricoli o il gas, e la crescente attenzione di *broker* e *trader* del mercato finanziario alle opportunità di arbitraggio che la variabilità dei prezzi e delle quantità di energia elettrica offre.

Nella tavola 2.18 vengono riassunte le caratteristiche strutturali di alcuni modelli di Pool previsti dai regolatori o governi nazionali nell'ambito di processi di ristrutturazione del settore: Nord *Pool* (Finlandia, Norvegia e Svezia), *Pool* inglese (Inghilterra e Galles), borsa Spagnola (Omel), Calpx (California) e PJM (Stati Uniti - est).

In via molto generale, i modelli basati sulla Borsa si distinguono tra *Pool* borsa obbligatoria, come in Inghilterra e Galles, dove devono essere effettuate tutte le transazioni, e borsa volontaria o flessibile, nella quale l'energia scambiata costituisce solo una parte più o meno significativa del volume totale del sistema elettrico, come in tutti gli altri casi considerati. Nella borsa tutti gli impianti programmati e chiamati a produrre vengono remunerati in ogni periodo di tempo allo stesso prezzo, pari al costo marginale di sistema.

La funzione primaria delle borse è quella di fornire un prezzo che rifletta i costi marginali di produzione e che funga da riferimento per tutte le transazioni che vengono effettuate nel mercato. Tuttavia, alcuni elementi, legati sia alla composizione del parco di produzione, sia alla struttura del mercato della generazione, possono compromettere il funzionamento efficiente della borsa, determinando prezzi persistentemente elevati e volatili. L'eccessiva volatilità scoraggiando la partecipazione degli operatori per gli elevati rischi che impone, determina anche un basso grado di liquidità che pregiudica lo sviluppo di un mercato finanziario efficiente.

In tutti i sistemi liberalizzati elettrici è possibile individuare due funzioni centrali, la gestione della rete e la gestione del mercato, che possono essere svolte da soggetti distinti o da un unico soggetto. Il Gestore della rete di trasmissione (anche: Operatore di sistema o *Transmission System Operator*, TSO) è responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Ha anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza sulla base del programma che viene compilato dall'operatore di mercato ove questo esista.

Il Gestore del mercato (anche Operatore di mercato o *Market Operator*)

gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (mercato giornaliero o infragiornaliero), amministra il sistema di determinazione del prezzo (assistito in genere da un complesso software) e raccoglie le offerte sul mercato, determinando in base alle regole vigenti le curve aggregate di domanda e di offerta.

Il prezzo di equilibrio o *clearing price* di una borsa può essere determinato in base al prezzo dell'ultimo impianto chiamato a produrre o in base al prezzo delle singole offerte (*pays as bid*). In tutti i casi considerati viene utilizzato il criterio del SMP o del MCP. Si parla di *System Marginal Price* (SMP) nelle borse dove le offerte sono presentate solo dai venditori di energia elettrica, e di *Market Clearing Price* (MCP) nelle borse, dove le offerte sono presentate da venditori e acquirenti.

Una volta determinato il prezzo di equilibrio e la relativa combinazione di domanda e offerta, l'operatore di mercato informa l'operatore di sistema che effettua le opportune verifiche di sicurezza e attua le procedure previste per la gestione delle congestioni, qualora queste si verifichino.

Quando il prezzo di equilibrio viene determinato *ex ante* (nel mercato *day ahead*), come in tutti i casi considerati, si rende necessario introdurre meccanismi di bilanciamento atti a garantire la corrispondenza tra le quantità determinate nel mercato *forward* e la domanda effettiva. In Inghilterra e Galles il bilanciamento (di ogni deviazione rispetto alla quantità programmata nel mercato *forward*) è assicurato dal Gestore della rete che viene remunerato per tale servizio tramite parte del gettito di un corrispettivo, denominato *uplift*, che contribuisce a formare il prezzo di vendita dell'energia nel Pool inglese. Altre soluzioni includono l'istituzione di mercati infragiornalieri e di mercati di bilanciamento gestiti rispettivamente dal Gestore del mercato e dal Gestore della rete. La scelta tra queste modalità organizzative dipende in particolare dalla composizione del parco di produzione e dall'esistenza di meccanismi per la gestione della garanzia di potenza.

Le borse possono essere pertanto organizzate sia sulla base di un solo mercato giornaliero, sia attraverso più mercati infragiornalieri. Nella borsa giornaliera il prezzo dell'energia viene determinato giornalmente per ciascuna ora del giorno successivo in cui avviene il dispacciamento (prezzo *ex ante*). Il mercato infragiornaliero può comprendere diverse sessioni, via via più vicine al momento del dispacciamento (in Spagna e California l'ultima sessione del mercato infragiornaliero si chiude tre ore prima del dispacciamento), in ognuna delle quali le offerte accettate vengono riprogrammate prima dell'apertura del mercato del giorno successivo. In presenza di mercati infragiornalieri i prezzi sono più di uno e sono sia *ex ante* che *ex post*.

Il prezzo di equilibrio della borsa può inoltre includere altri corrispetti-

vi volti a remunerare la costruzione di nuova capacità (laddove si riveli insufficiente), come il *capacity element* (CE), previsto nei sistemi inglese e spagnolo, o la prestazione dei servizi ancillari come parte dell'*uplift* in Inghilterra e Galles e l'AS in Spagna.

La gestione dei servizi ancillari e le modalità di calcolo dei prezzi di trasmissione in funzione delle perdite e dei vincoli di rete (congestioni) possono portare a prezzi di equilibrio differenziati localmente.

Si distinguono a tal proposito sistemi di tariffazione uniformi, in cui il prezzo è uguale in tutti i nodi della rete, sistemi zonal, in cui i prezzi differiscono per grandi aree geografiche che raggruppano diversi nodi, e sistemi nodali, in cui i prezzi denominati *locational marginal price* sono differenziati per ogni nodo, riflettendo il costo delle perdite e degli eventuali costi di congestione. In quest'ultimo caso e parzialmente nel precedente, i costi di congestione sono posti a carico solo sulle transazioni che ne sono causa e non su tutti i consumatori come nel caso di *uniform pricing*.

Le transazioni che avvengono nelle borse comportano varie forme di rischio legate alla variabilità dei prezzi e delle quantità di mercato (*market risks*), dei prezzi dei combustibili e della producibilità degli impianti (*plant risks*). L'esistenza delle borse si accompagna in genere alla nascita di mercati finanziari nei quali vengono negoziati contratti di natura diversa che coprono le varie forme di rischio: contratti per le differenze finanziarie, contratti *forward* e *future*.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 218 CARATTERISTICHE DELLE BORSE IN ALCUNI PAESI

PAESE E NOME DELLA BORSA CARATTERISTICHE DISTINTIVE	PENNSYLVANIA NEWJERSEY MARYLAND	NORVEGIA SVEZIA E FINLANDIA	INGHILTERRA E GALLES ^(A)	SPAGNA	CALIFORNIA
	PJM	NORDPOOL	POOL	OMEL	CalPX
ANNO DI ISTITUZIONE	1997	1991-1998	1990	1998	1998
GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	PJM Interconnectors (TSO)	Svenska Kraftnät (Svezia), Statnett (Norvegia), Fingrid (Finlandia)	NGC	REE	CISO
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Proprietà suddivisa tra gli operatori di mercato	Svenska Kraftnät 100% pubblica; Statnett 100% pubblica; Fingrid 100% pubblica	Azionariato diffuso	Società mista: 51% pubblica 49% privata. Cap su operatori elettrici: 10% indiv., 40% complessivo	Ass. non profit CdA con rappresentanti di operatori del settore
GESTORE DEL MERCATO	TSO (PJM)	NordPool	Pool	OMEL	CalPX
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Vedi sopra	50% Svenska Kraftnät e 50% Statnett. Fingrid posseduta 50% da Svenska	Azionariato diffuso	Azionariato diffuso tra produttori, società e istituzioni finanzia. (Borsa spagnola), consumatori qualificati	Ass. non profit CdA con rappresentanti parti interessate
NATURA DELLA BORSA (OBBLIGATORIA O VOLONTARIA)	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria	Volontaria	Volontaria
MERCATO EX-ANTE (DAY AHEAD) O EX-POST	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima
PRESENZA DI UN MERCATO INFRAGIORNALIERO	No, solo mercato spot fino a aprile 2000	No	No	Sì, 6 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento	Sì, 5 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento
FORMATO DELLE OFFERTE	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici	per periodi = 1/2h e complesse	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici
SOGGETTI TITOLATI A PRESENTARE OFFERTE	Generatori	Generatori e venditori	Solo generatori	Generatori e venditori	Generatori e venditori
DETERMINAZIONE DOMANDA	Previsioni del TSO	Previsioni degli operatori	Previsioni di NGC	Previsioni degli operatori	Previsioni degli operatori
MERCATO PER SERVIZI ANCILLARI	No, determinato amministrativamente	Sì, per alcuni servizi	No, determinato amministrativamente	Sì, gestito dall'operatore di sistema	Sì, per alcuni servizi
PREZZO RICEVUTO DAI GENERATORI	SMP	MCP	SMP+CE+U	MCP + CE+AS	MCP
COINVOLGIMENTO DELLA DOMANDA NELLA DETERMINAZIONE DEL PREZZO (DEMAND-SIDE BIDDING)	Sì, ma nel 2000	Sì	No	Sì	Sì
PREZZI DI TRASMISSIONE (NODAL, ZONAL O UNIFORM PRICING)	Nodal pricing	Zonal pricing in Norvegia e uniform pricing in Svezia	Uniform pricing	Uniform pricing	Zonal pricing

Legenda:

CE = capacity element: corrispettivo a copertura della capacità utilizzata nei periodi di punta volto a remunerare nuovi investimenti.

U = uplift: corrispettivo volto a remunerare il bilanciamento delle deviazioni e i servizi ancillari.

AS = Ancillary Services: corrispettivo volto a remunerare i servizi ancillari.

(A) Struttura prima della riforma (conosciuta come *New Electricity Trading Arrangement*: NETA) che sarà introdotta nell'estate 2000.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

Lo stato della qualità del servizio

Per il terzo anno consecutivo l'Autorità ha verificato all'inizio del 1999 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 1998. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione Annuale*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità. L'Autorità ha effettuato controlli a campione sui dati messi a disposizione dagli esercenti.

Attuazione della
Carta dei servizi

L'Autorità ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi ha continuato ad aumentare anche nel 1998. Alla data del 31 dicembre 1998, oltre a Enel S.p.A. che ha adottato fin dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone in cui si articolava la sua struttura operativa, 93 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (13 in più dell'anno precedente). Nel 1998 gli utenti del servizio elettrico il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi sono 31,9 milioni e costituiscono il 99,3 per cento dell'intera utenza in Italia (Tav. 2.19).

TAV 2.19 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI

ANNI	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(A)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	TOTALE
NUMERO DI CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1996	147	22	42	211
1997	147	25	55	227
1998	147	26	67	240
UTENTI BT 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

(A) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti BT;

(B) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

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

Verifica del rispetto degli standard di qualità

Gli standard di qualità indicati dagli esercenti nelle Carte dei servizi si suddividono in standard specifici e standard generali.

Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente. Riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, per l'esecuzione di sopralluoghi, per l'allacciamento di nuove utenze, per l'attivazione della fornitura, per la riattivazione per subentro, per la disattivazione della fornitura, per la risposta a richieste scritte, per la risposta a reclami, per la rettifiche di fatturazione, per la riattivazione in caso di distacco per morosità, per la verifica delle caratteristiche dei misuratori, per la verifica della tensione fornita.

Gli standard generali di qualità si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti. Riguardano in particolare la continuità del servizio di fornitura (numero e durata delle interruzioni con e senza preavviso).

La verifica del rispetto degli standard specifici consiste nella rilevazione, da parte dell'esercente, dei tempi effettivamente impiegati per ciascuna prestazione richiesta dagli utenti e nel confronto di tali tempi effettivi con gli standard dichiarati. Nei casi in cui questo confronto evidenzia l'esistenza di alcune prestazioni erogate con tempi superiori agli standard, l'esercente deve identificare le cause del mancato rispetto degli standard.

L'indagine dell'Autorità, i cui risultati sono stati pubblicati in un *Quaderno* della collana *Documenti*, conferma anche per il 1998 quanto già rilevato per il 1997:

- gli standard di qualità indicati nelle Carte dei servizi, in maniera analoga allo scorso anno, sono piuttosto differenziati tra loro, sia all'interno dell'Enel S.p.A., sia tra le imprese distributrici locali, dove questo fenomeno è più accentuato (Tav. 2.20, Tav. 2.21, Tav. 2.22);
- gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono rimasti pressoché invariati dall'anno scorso sia per l'Enel S.p.A. sia per le imprese distributrici locali;
- anche nel 1998 l'Enel S.p.A. 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;
- le percentuali di casi fuori standard continuano ad essere contenute per tutte le prestazioni sia per l'Enel S.p.A., sia per le imprese distributrici locali;
- i tempi medi effettivi rilevati nel 1998 non hanno subito variazioni di rilievo rispetto al 1997;
- i tempi medi effettivi di erogazione delle prestazioni richieste dagli utenti, come nella rilevazione precedente, sono molto inferiori ai tempi massimi indicati dagli standard definiti dai soggetti esercenti nelle loro Carte dei servizi, in quanto gli standard sono stati definiti in modo prudenziale.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.20 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: ENEL S.P.A.

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD % (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	299.300	40	25	60	1,8	1,4	15,8	16,5
ALLACCIAMENTI	269.586	50	30	80	0,1	0,2	5,5	5
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI ^(A)	1.379.296	10	7	20	0,2	0,2	1,3	1,5
DISATTIVAZIONI	867.511	12	12	15	0,2	0,1	2,8	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	26.197	28	28	28	6,5	2,4	16,7	13,3
RISPOSTA A RECLAMI	29.952	30	30	30	7,2	4,4	20,2	23,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	7.328	45	45	45	0,9	0,9	11,3	8,7
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	490.256	1	1	1	0,3	0,3	1,0	1,0
VERIFICA MISURATORI	6.880	20	20	20	2,6	1,5	9,9	9,0
VERIFICA TENSIONE	1.297	20	20	20	1,2	1,0	9,7	7,1

(A) Incluse 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) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 221 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON PIÙ DI 10.000 UTENTI

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD % (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	18.089	26,7	6	60	2,5	2,3	20,1	16,8
ALLACCIAMENTI	10.915	20,4	5	40	1,7	2,2	10,8	9,6
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI (A)	169.324	7,7	2	12	1,2	0,2	3,9	3,4
DISATTIVAZIONI	89.323	7,7	2	12	0,2	0,1	3,6	4,5
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.640	27,6	10	30	1,4	2,8	14,4	15,4
RISPOSTA A RECLAMI	1.135	21,0	10	30	0,8	1,0	14,2	15,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	25.915	24,5	10	120	2,7	1,4	8,8	9,5
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	24.410	1,0	1	2	0,0	0,0	1,5	0,9
VERIFICA MISURATORI	2.210	12,0	5	25	0,3	0,6	6,8	6,3
VERIFICA TENSIONE	819	10,9	5	25	0,4	3,4	1,1	5,2

(A) Incluse 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) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 224 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON MENO DI 10,000 UTENTI

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD % (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	2.420	23,7	1	40	0,5	0,7	8,4	10,2
ALLACCIAMENTI	3.231	23,3	2	40	0,9	0,5	12,3	10,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI ^(A)	3.717	7,0	1	15	0,4	0,6	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	3.839	6,0	1	12	0,1	0,3	4,1	3,4
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	711	23,5	6	30	3,3	0,7	11,8	13,0
RISPOSTA A RECLAMI	236	25,5	4	30	6,5	2,2	11,7	9,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	528	31,7	2	120	0,0	0,3	16,0	12,3
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	304	1,3	1	4	0,0	0,0	1,0	1,2
VERIFICA MISURATORI	355	12,6	2	30	0,0	0,0	5,3	6,1
VERIFICA TENSIONE	259	12,0	1	45	0,0	0,9	6,4	4,8

(A) Incluse 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) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

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

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e che le imprese distributrici, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi, riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti.

Le imprese distributrici possono scegliere per quali indicatori di qualità prevedere il rimborso, la sua entità e le procedure di corresponsione. Gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente ad esercente; inoltre alcuni esercenti hanno sottoposto a rimborso anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi. Non vi sono, invece, differenze di rilievo tra gli esercenti sull'entità dei rimborsi; per quanto riguarda le modalità di rimborso, l'Enel S.p.A. e quasi tutte le imprese distributrici locali hanno definito procedure di rimborso su richiesta dell'utente.

Il limitato utilizzo delle procedure di rimborso è dovuto soprattutto alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi da parte degli utenti; a 3 anni dall'introduzione della Carta dei servizi, il grado di informazione non sembra infatti essere cresciuto (Tav. 2.23).

Dal confronto con gli anni precedenti risulta che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti ad indennizzo sono notevolmente diminuiti nel periodo 1996-1998 (Tav. 2.24). Questo andamento si può spiegare sia con un progressivo apprendimento da parte degli esercenti, che generalmente nel primo anno di applicazione della Carta dei servizi incontrano le maggiori difficoltà nel rispetto degli standard, sia come effetto dell'indagine svolta da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati: tale comparazione ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 223 RIMBORSI AGLI UTENTI

	ENEL S.P.A.	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(C)	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	3.708	423 ^(A)	36	4.167
RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEGLI UTENTI	4	13	22	39
RIMBORSI CONCESSI	0	54	0	54
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (MILIONI DI LIRE)	0	3,7	0	3,7

(A) Non sono compresi i dati dell'Accea-Roma e della Meta-Modena perché non sono separati i casi di mancato rispetto degli standard dovuti a cause imputabili all'azienda da quelli dovuti a cause imputabili all'utente o a terzi.

(B) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti B.T.

(C) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

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

TAV 224 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	ENEL S.P.A.	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(C)	TOTALE
NEL 1996	23.607	212	27	23.846
NEL 1997	5.289	810	n.d.	6.099
NEL 1998	3.708	423	36	4.167

(A) Non sono compresi i dati dell'Accea-Roma e della Meta-Modena perché non sono separati i casi di mancato rispetto degli standard dovuti a cause imputabili all'azienda da quelli dovuti a cause imputabili all'utente o a terzi.

(B) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti B.T.

(C) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

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 agli utenti, in genere di 24 ore).

I dati del triennio 1996-98 indicano che complessivamente la continuità del servizio aumenta: in media un utente dell'Enel S.p.A. alimentato in bassa tensione ha subito nel 1998 4,1 interruzioni senza preavviso (4,8 nel 1996 e 4,6 nel 1997), per un totale di 196 minuti persi per utente (272 nel 1996 e 209 nel 1997). Peraltro, gli stessi dati denotano anche un'attenuazione del tasso annuo di miglioramento della durata complessiva di interruzione che passa dal 23 per cento tra il 1997 e il 1996 a poco più del 6 per cento tra il 1998 e il 1997 (nelle aree del nord si registra una tendenza analoga anche per quanto riguarda il tasso di miglioramento del numero di interruzioni).

I livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) sono differenti tra aree urbane e aree rurali a causa della differente struttura della rete elettrica: infatti, in Italia come nella maggior parte dei paesi, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità.

La classificazione territoriale utilizzata nel 1998 è basata sulle aree urbane (località con popolazione superiore a 30.000 abitanti), semiurbane (località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti) e rurali (località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti). Tale classificazione è stata superata dalla nuova classificazione delle aree territoriali introdotta dall'Autorità con la deliberazione 1 settembre 1999, n. 128 (cfr. Capitolo 6).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 225 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	SOLO AREE RURALI ^(A)	SOLO AREE RURALI ^(B)
NUMERO DI INTERRUZIONI PER UTENTE						
1996	4,8	3,5	5,1	6,1	2,7	6,4
1997	4,6	2,8	5,7	6,1	2,7	6,0
1998	4,1	2,6	4,9	5,4	2,2	5,5
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)						
1996	272	159	285	403	150	378
1997	209	125	229	302	123	283
1998	196	121	230	270	107	269

(A) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

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

La rilevazione sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone dell'Enel S.p.A. anche a parità di caratteristiche di territorio; la tavola 2.25 mostra che i valori medi di continuità del servizio sono il risultato di situazioni molto differenziate tra nord e sud del paese: al nord la media è di 2,6 interruzioni per utente all'anno (121 minuti persi per utente), mentre al sud la media sale a 5,4 interruzioni per utente all'anno (270 minuti persi per utente). Questi valori sono medie ponderate che tengono conto del fatto che l'Enel S.p.A. serve sia territori urbani che rurali; ma l'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche tra le diverse zone urbane (1,4 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 2,8 interruzioni per utente all'anno in quelle del Sud) o delle sole zone rurali (3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del nord contro 7,6 interruzioni per utente all'anno in quelle del sud).

Le tavole 2.26 e 2.27 mostrano il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso nelle regioni italiane; i dati sono riportati dapprima in relazione a tutto il territorio servito e, quindi, distinguendo tra aree rurali, semiurbane ed urbane.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 228 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

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

(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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.27 DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO ^(A)	AREA RURALE ^(B)	AREA SEMIURBANA ^(C)	AREA URBANA ^(D)
PIEMONTE	161	233	75	56
VALLE D'AOSTA	79	91	-	22
LIGURIA	127	219	65	57
LOMBARDIA	86	109	68	54
VENETO	125	161	101	46
TRENTINO-ALTO ADIGE	183	207	58	50
FRIULI-VENEZIA GIULIA	140	174	74	73
EMILIA-ROMAGNA	128	183	96	59
TOSCANA	177	252	135	116
UMBRIA	216	259	213	140
MARCHE	251	361	173	122
LAZIO	276	400	308	168
CAMPANIA	214	318	171	126
ABRUZZO	283	375	175	109
MOLISE	256	304	128	131
PUGLIA	325	503	131	136
BASILICATA	247	288	145	69
CALABRIA	291	363	142	131
SARDEGNA	373	504	205	168
SICILIA	236	322	208	159
ITALIA	196	269	145	107
NORD	121	167	79	55
CENTRO	230	319	231	141
SUD	270	383	172	140

(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.

La situazione della continuità del servizio nelle principali imprese elettriche locali è ancora piuttosto differenziata. La tavola 2.28 mostra il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso delle principali imprese distributrici locali: Asm-Brescia con 0,5 interruzioni in media per utente all'anno e una durata di 20 minuti per utente, Aem-Milano, Aem-Torino e Aec-Bolzano con circa 1 interruzione in media per utente all'anno e, rispettivamente, una durata media di 37, 39 e 40 minuti per utente e Acea-Roma con 2,5 interruzioni per utente e una durata media di 99 minuti per utente.

Per quanto concerne le modalità di registrazione delle interruzioni, si notano alcune differenze tra i criteri di registrazione e le modalità di rilevazione dei dati attualmente in uso presso i soggetti esercenti. Tuttavia, i controlli tecnici effettuati dall'Autorità confermano che gli indicatori di continuità calcolati dall'Enel S.p.A. e dalle principali imprese distributrici locali presentano un ragionevole grado di omogeneità e quindi, nonostante le approssimazioni introdotte, è possibile istituire confronti plausibili tra i dati dai principali esercenti. È opportuno inoltre sottolineare la peculiarità del caso della città di Roma rispetto alle altre aree urbane: dal momento che il comune di Roma ha un territorio di dimensioni particolarmente vaste che comprende sia aree ad alta concentrazione, sia a bassa concentrazione in termini di popolazione, di carico elettrico e di tipologia degli impianti, il confronto tra i dati degli esercenti presenti a Roma e i dati relativi alle altre città risente della disomogeneità del territorio servito.

TAV. 2.28 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE:
PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTTRICI LOCALI

IMPRESE DISTRIBUTTRICI LOCALI	UTENTI	NUMERO	DURATA minuti
ACEA-ROMA	766.331	2,5	99
AEM-MILANO	431.239	1,2	37
AEM-TORINO	247.529	1,2	39
ACEGAS-TRIESTE	139.661	1,4	44
ASM-BRESCIA	116.078	0,5	20
AEC-BOLZANO	114.954	1,2	40
META-MODENA	109.080	(A)	(A)

(A) Dato non valido a seguito delle verifiche svolte dagli Uffici dell'Autorità.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti 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'Istat, con cui è stata progettata e introdotta 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 (tipicamente 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.

I dati presentati di seguito si riferiscono alla seconda rilevazione compiuta nel mese di novembre del 1999 su un campione di circa 20.000 famiglie. La prima rilevazione è stata compiuta nel mese di novembre 1998 su un campione di circa 29.000 famiglie¹⁰.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1998 appare molto elevato: il 18,1 per cento si dichiara "molto soddisfatto" e il 72,2 per cento "abbastanza soddisfatto", per un totale del 90,3 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 e dall'ampiezza del comune di residenza. La quota di coloro che hanno dichiarato di essere poco o per niente soddisfatti del servizio elettrico raggiunge l'8,8 per cento del paese, ma cresce nei comuni piccoli e medi e al sud.

¹⁰ I risultati della prima rilevazione sono stati pubblicati in: *Note rapide*, Istat, n. 6, anno 4, 7 maggio 1999.

L'analisi dei dati di soddisfazione e insoddisfazione per tipologia di centro abitato mostra una maggiore 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 il 8,7 per cento ed il 11,9 per cento delle famiglie nei comuni di ampiezza fino a 50.000 abitanti, mentre è pari al 4,5 per cento nei centri maggiori (Tav. 2.29).

TAV. 2.29 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	91,2	8,0
AREE METROPOLITANE - CENTRO	94,4	4,9
AREE METROPOLITANE - PERIFERIA	91,8	7,8
COMUNI CON PIÙ DI 50.000 AB.	94,3	4,5
COMUNI TRA 10.000 E 50.000 AB.	90,4	8,7
COMUNI TRA 2.000 E 10.000 AB.	88,2	10,9
COMUNI CON MENO DI 2.000 AB.	87,5	11,9

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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'8,0 per cento, gli insoddisfatti crescono dal 5 per cento del nord ovest, al 5,6 del nord est, al 7,4 per cento del centro, fino ad arrivare al 11,1 per cento nel sud e il 14,5 per cento delle isole maggiori (Tav. 2.30).

TAV. 2.30 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	91,2	8,0
NORD-OVEST	94,5	5,0
NORD-EST	94,1	5,6
CENTRO	91,3	7,4
SUD	88,1	11,1
ISOLE	83,9	14,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Il dettaglio regionale mostra come le regioni in cui la insoddisfazione complessiva è maggiore sono la Calabria (25,1 per cento), la Sardegna (14,6 per cento) e la Sicilia (14,5 per cento); le regioni con la minore insoddisfazione sono il Molise e l'Emilia Romagna (rispettivamente, 3,4 per cento e 3,6 per cento di insoddisfatti) (Fig. 2.5).

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 2.31 emerge che gli intervistati sono più soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio (continuità e stabilità della tensione) e meno dei fattori commerciali di qualità del servizio (lettura, bollette e informazioni). In particolare, l'insoddisfazione per la frequenza di lettura tocca un utente su quattro (24,7 per cento); anche per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio si registrano livelli di insoddisfazione elevati (rispettivamente 28,7 per cento e 23,5 per cento).

TAV 2.31 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

GIUDIZI	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO SULLA QUALITÀ	91,2	8,0
GIUDIZI ANALITICI:		
CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	91,0	8,1
STABILITÀ DELLA TENSIONE	87,2	11,8
FREQUENZA DI LETTURA	74,1	24,7
COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA	76,1	22,7
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	74,1	23,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

FIG 25 GRADO DI INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO ELETTRICO



Fonte elaborazioni su dati Istat.

PAGINA BIANCA

3. STATO DEI SERVIZI:

INTRODUZIONE

IL SETTORE DEL GAS NATURALE

Nel 1999 è proseguita l'espansione del settore dei gas naturale in Italia, documentata dalle stime di contabilità nazionale dell'Istat e dall'andamento delle quantità consumate, indicato dai bilanci energetici degli operatori. In presenza di una nuova flessione dell'offerta interna, la domanda è stata prevalentemente alimentata dall'ulteriore aumento delle importazioni.

Gli impieghi produttivi continuano a sostenere l'espansione del settore. L'impulso proveniente dalla generazione elettrica sottolinea la convergenza fra elettricità e gas, già operante nell'erogazione del servizio finale. La crescita dei volumi, pur non uniforme fra le aree del Paese, si è riflessa sui risultati di bilancio dei principali esercenti che evidenziano miglioramenti nei risultati della gestione e nei margini operativi.

Nell'ultimo biennio la flessione dei prezzi interni del gas ha riflesso la loro ritardata reazione alla ripresa delle quotazioni petrolifere intervenuta nel 1999; vi hanno concorso le modifiche apportate dall'Autorità al metodo di indicizzazione delle tariffe ai prezzi dei combustibili. Dati di confronto internazionale denotano il permanere di differenziali di prezzo rispetto all'Europa, con scostamenti più ampi per le utenze domestiche. Accresce il divario un elevato prelievo fiscale che le mutate condizioni di sviluppo del combustibile impongono di ripensare. L'onerosità dei prezzi si associa con una loro eccessiva variabilità territoriale, frutto delle modalità di determinazione della tariffa base e della frammentazione della distribuzione secondaria.

Lo sviluppo del settore in atto in Europa inciderà sulle prospettive di crescita in Italia. L'apertura del mercato riguarda in varia misura tutti paesi che, per ragioni geografiche, logistiche o economiche, hanno più diretta relazione con l'Italia. Evolvono rapidamente i contesti normativi di riferimento, l'assetto delle infrastrutture, il comportamento degli operatori, la capillarità di diffusione del gas nonostante l'assenza di vincoli di servizio universale.

Le rilevazioni condotte dall'Autorità consentono di documentare, per il terzo anno consecutivo, l'evoluzione della qualità del servizio del gas e la sua articolazione territoriale. I risultati dell'indagine relativi al 1998 indicano una sostanziale invarianza degli standard qualitativi dichiarati dagli esercenti. Peraltro, i livelli medi effettivi di qualità sono ancora distanti da quelli massimi dichiarati nelle Carte dei servizi ed è troppo ampio il loro sventagliamento territoriale.

Nel 1999 l'Autorità ha condotto in collaborazione con l'Istat una nuova indagine volta a rilevare il gradimento degli utenti domestici rispetto al servizio del gas, che verrà ripetuta negli anni a venire. I risultati mostrano un discreto grado di soddisfazione per la qualità tecnica e la sicurezza del servizio, cui fanno

tuttavia riscontro valutazioni meno positive per i profili di qualità commerciale.

Nonostante la marcata crescita delle quantità consumate, il consolidarsi dello sviluppo del settore richiede coerenti azioni di ammodernamento. Appare necessario adeguare le infrastrutture di trasporto, razionalizzare la struttura dei prezzi e della fiscalità, ridurre l'articolazione territoriale della distribuzione secondaria, accrescere l'ancora modesto grado di internazionalizzazione del settore. Va favorita l'apertura concorrenziale delle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto in alta pressione, dove opera un'impresa dominante.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi e occupazione

Secondo le stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat, il settore del gas naturale (estrazione, trasporto e distribuzione) contribuisce al complesso delle branche energetiche per quasi il 20 per cento in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (quest'ultima consta di circa 33.000 unità di lavoro).

Anche nel 1999 come già nell'anno precedente, alla flessione dei livelli di attività estrattiva (-14,2 per cento) ha fatto riscontro la crescita della produzione negli altri comparti della filiera, sia a prezzi correnti (5,2 per cento), sia soprattutto ai prezzi costanti del 1995 (8,5 per cento); per il secondo anno consecutivo si è registrata la flessione del deflatore implicito stimato dall'Istat, che trova conferma nell'andamento dei prezzi interni. La crescita in volume appare più sostenuta di quella evidenziata dal complesso delle branche energetiche (2,6 per cento).

Un'analoga tendenza espansiva caratterizza l'andamento del valore aggiunto, che rappresenta circa i due terzi del valore della produzione del settore, nonostante la lieve flessione degli occupati in atto da un triennio.

Consumi

Nel 1999 i consumi finali di metano in termini fisici hanno raggiunto i 67 miliardi di mc (Tav. 3.1) crescendo a ritmi superiori a quelli verificatisi nel 1998 (8,4 per cento). L'espansione appare ancora più cospicua in presenza di temperature invernali più elevate della norma.

Come negli anni precedenti, l'impulso alla crescita è principalmente derivato dalla generazione elettrica i cui consumi sono passati da 15,6 miliardi di mc nel 1998 a 19,1 miliardi di mc nel 1999 (con un aumento del 22,4 per cento), elevando il contributo del gas naturale alla generazione termoelettrica ad oltre il 40 per cento (33 per cento nel 1998). Quasi l'80 per cento dell'au-

mento ha riguardato Enel S.p.A., che ha assorbito circa il 60 per cento dei consumi di metano per la generazione termoelettrica. La crescita è stata elevata anche nel settore industriale, con un aumento di 1,2 miliardi di mc (5,5 per cento), mentre l'inverno relativamente mite ha limitato l'aumento dei consumi civili a 0,5 miliardi di mc (2,0 per cento).

Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici dell'Italia ha raggiunto nel 1999 il 31 per cento contro il 29 per cento del 1998.

Approvvigionamento nazionale

L'offerta interna di gas naturale ha continuato la sua flessione dai massimi storici, raggiungendo nel 1999 17,4 miliardi di mc rispetto ai 18,9 miliardi del 1998. La produzione divisione Agip dell'Eni S.p.A. ha evidenziato un notevole calo (da 16,8 miliardi di mc nel 1998 a 15,3 miliardi di mc) mentre gli operatori indipendenti hanno mantenuto una produzione di 2,1 miliardi di mc, in linea con quello degli anni precedenti.

La produzione è stata integrata con prelievi netti dagli stoccaggi pari a 1,2 miliardi di mc. Ne è derivata una riduzione dell'apporto dell'offerta interna (da produzione e da stoccaggi) al fabbisogno totale, dal 32 per cento osservato nel 1998 al 27 per cento del 1999.

Alla flessione della produzione potrebbero aver concorso a ostacoli amministrativi, relativi al conferimento dei titoli minerari e all'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, che avrebbero scoraggiato gli investimenti in ricerca ed esplorazione a partire dai primi anni novanta.

Importazioni

Il 1999 è stato caratterizzato da un ulteriore forte incremento delle importazioni, che hanno raggiunto i 49,5 miliardi di mc rispetto ai 42,7 miliardi di mc del 1998.

Il gas algerino ha registrato la crescita più consistente (4 miliardi di mc), mantenendo la sua posizione di principale fonte estera con il 54 per cento del totale. Sono aumentate in misura apprezzabile anche le importazioni di gas russo (2,7 miliardi di mc). A tali incrementi hanno corrisposto minori flussi di gas olandese in relazione all'ampliamento della capacità di trasporto nel metanodotto *Transitgas* in territorio svizzero in vista del transito di gas proveniente dalla Norvegia dall'anno 2000. Le importazioni di gas olandese sono rimaste attorno alla metà dei valori contrattuali di 6 miliardi di mc sia nel 1998 che nel 1999.

Nell'ottobre del 1999 sono iniziate le esportazioni di gas nigeriano contrattate da Enel S.p.A. e destinate ad arrivare in Italia nella forma di *swap* con gas russo ed algerino. Si sono inoltre aggiunti quantitativi *spot* contrattati da Edison Gas S.p.A. e importati nella forma di GPL dal Nord Africa e dal Medio Oriente. Le possibilità di ulteriori importazioni *spot* di gas liquefatto appaiono

tuttavia limitate con l'andata a regime degli approvvigionamenti nigeriani di Enel S.p.A. attraverso il terminale di Panigaglia, in grado di saturarne la capacità produttiva.

Operatori

Il 1999 non ha messo in luce significativi mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio degli operatori di minori dimensioni. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato (cessioni interne più vendite e consumi finali) sostanzialmente costante, prossima al 90 per cento.

Il bilancio del gas per il 1999 (Tav. 3.1) lascia tuttavia trasparire segni di mutamento nella struttura degli approvvigionamenti, che riflettono lo sforzo degli operatori di affrancarsi dall'impresa dominante. Il dinamismo delle cessioni tra produttori nazionali è reso possibile da una maggiore flessibilità delle condizioni di accesso negoziato previste dalla legge n. 9/91. I cambiamenti sono più evidenti negli usi termoelettrici, dove si va riducendo il peso delle forniture Snam S.p.A., che hanno contribuito solamente per la metà all'aumento del gas destinato alla generazione nel triennio 1997-99.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 31 BILANCIO DEL GAS NATURALE

Anno 1999, 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	15,3	0,0	0,0	2,1	0,0	17,4
IMPORTAZIONE	0,0	44,4	4,5	0,5	0,0	49,5
RUSSIA	0,0	19,1	0,0	0,0	0,0	19,1
ALGERIA	0,0	22,5	4,0	0,3	0,0	26,8
OLANDA	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9
NIGERIA	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
CESSIONI INTERNE	0,0	16,4	0,0	0,4	31,5	48,4
DA ENI S.P.A.	0,0	16,2	0,0	0,1	0,0	16,3
DA SNAM S.P.A.	0,0	0,0	0,0	0,3	31,0	30,3
DA EDISON S.P.A. E ALTRI	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
VARIAZIONE SCORTE	-1,3	0,0	0,0	0,1	0,0	-1,2
TOTALE RISORSE	16,6	60,8	4,5	2,9	31,5	n.d.
TOTALE CESSIONI INTERNE	-16,3	-31,3	0,0	-0,7	0,0	n.d.
DISPONIBILITÀ LORDA	0,3	29,5	4,5	2,2	31,5	68,1
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	1,0
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,1	29,2	4,5	2,2	31,0	67,1
ENEL S.P.A.	0,0	7,1	4,5	0,0	0,0	11,6
ALTRI UTENTI TERMoeLETTRICI	0,1	5,9	0,0	1,5	0,0	7,5
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,2	0,0	0,8	6,0	23,0
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	25,0

(A) I consumi termoelettrici includono l'autoproduzione; i consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Elaborazioni su dati Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A. e altri operatori.

Struttura tipologica e territoriale dei consumi

Nel 1998 i consumi di gas naturale hanno toccato i 62,4 miliardi di mc. Di questi il 60 per cento è stato utilizzato a fini industriali (compresa la generazione termoelettrica e la sintesi chimica), mentre il restante 40 per cento è stato assorbito dai consumi civili (e in misura quasi trascurabile dagli usi per auto-trazione).

Il 14 per cento dei consumi industriali ha utilizzato gas naturale proveniente dagli impianti allacciati alle reti di distribuzione urbana, mentre il restante 76 per cento da impianti allacciati alla rete di trasporto. Gli usi civili, esclusivamente alimentati da impianti allacciati alle reti di distribuzione urbana si sono ripartiti nel modo seguente:

- riscaldamento domestico per 14,1 miliardi di mc (pari al 57,4 per cento degli usi civili);
- usi artigianali, commerciali e di piccola industria per 5,0 miliardi di mc (20,4 per cento);
- usi di cucina e acqua calda per 4,5 miliardi di mc (18,4 per cento);
- usi ospedalieri per circa 0,6 miliardi di mc (2,5 per cento).

Le perdite di distribuzione e i consumi delle reti di distribuzione urbana sono stati pari a 0,3 miliardi di mc (1,3 per cento degli usi civili), mentre quelli della rete di trasporto e le differenze statistiche hanno toccato 0,5 miliardi di mc.

Come nel 1997, anche nel 1998 si è confermata la tendenza espansiva dei consumi industriali, sospinta dal nuovo aumento degli usi termoelettrici, saliti dai 32 miliardi di mc. del 1997 ai 37,5 miliardi del 1998. L'aumento è stato più elevato in Piemonte, Calabria e Sicilia che altrove. Gli usi civili sono anch'essi aumentati, pur se in misura inferiore a quelli industriali (8,4 contro 17,2 per cento). I maggiori aumenti si sono registrati in Lombardia, Piemonte, Veneto, Abruzzo, Lazio, Emilia-Romagna (Tav. 3.2). Questo aumento riflette sia l'espansione del segmento, frutto della realizzazione di nuovi allacciamenti, sia la diversità dell'andamento climatico nei due anni.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 32 CONSUMI DI GAS NATURALE E RIPARTIZIONE DELLE VENDITE DI GAS NATURALE

Anno 1998^(A), milioni di mc

REGIONI	USI INDUSTRIALI ^(B)			USI CIVILI			AUTOTRAZIONE			TOTALE		
	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97
VALLE D'AOSTA	50	51	2,0	15	19	26,7	-	-	-	65	70	7,7
PIEMONTE	3.350	4.005	19,6	2.568	2.867	11,6	6	6	0,0	5.924	6.878	16,1
LIGURIA	360	407	13,1	692	740	6,9	5	5	0,0	1.057	1.152	9,0
LOMBARDIA	7.522	7.957	5,8	5.920	6.518	10,1	20	20	0,0	13.462	14.495	7,7
VENETO	4.143	4.324	4,4	2.670	2.903	8,7	52	53	1,9	6.865	7.280	6,0
FRIULI VENEZIA GIULIA	785	823	4,8	591	632	6,9	2	2	0,0	1.378	1.457	5,7
TRENTINO ALTO ADIGE	271	290	7,0	312	348	11,5	2	4	100,0	585	642	9,7
EMILIA ROMAGNA	4.141	4.449	7,4	3.244	3.419	5,4	123	119	-3,3	7.508	7.987	6,4
TOSCANA	2.355	2.530	7,4	1.570	1.716	9,3	35	36	2,9	3.960	4.282	8,1
UMBRIA	626	702	12,1	304	328	7,9	15	16	6,7	945	1.046	10,7
MARCHE	433	512	18,2	654	673	2,9	57	60	5,3	1.144	1.245	8,8
LAZIO	2.518	3.007	19,4	1.599	1.726	7,9	4	4	0,0	4.121	4.737	14,9
ABRUZZO	738	852	15,4	510	538	5,5	8	8	0,0	1.256	1.398	11,3
MOLISE	136	306	125,0	99	109	10,1	2	2	0,0	237	417	75,9
CAMPANIA	1.053	1.063	0,9	559	610	9,1	2	2	0,0	1.614	1.675	3,8
PUGLIA	1.415	1.519	7,3	719	752	4,6	9	12	33,3	2.143	2.283	6,5
BASILICATA	332	420	26,5	137	139	1,5	-	1	-	469	560	19,4
CALABRIA	779	1.879	141,2	140	151	7,9	-	-	-	919	2.030	120,9
SICILIA	998	2.443	144,8	304	348	14,5	-	-	-	1.302	2.791	114,4
NORD	20.622	22.306	8,2	16.012	17.446	9,0	210	209	-0,5	36.844	39.961	8,5
CENTRO	6.806	7.909	16,2	4.736	5.090	7,5	121	126	4,1	11.663	13.125	12,5
SUD	4.577	7.324	60,0	1.859	2.000	7,6	11	15	36,4	6.447	9.339	44,9
TOTALE ITALIA	32.005	37.539	17,3	22.607	24.536	8,5	342	350	2,3	54.954	62.425	13,6

(A) Dati provvisori; sono esclusi i consumi interni del settore del gas.

(B) Non comprende il gas naturale vettoriato all'Enel S.p.A. per un totale di 2250 Mmc.

Fonte: Elaborazioni su dati Snam S.p.A. 1997 e 1998.

La distribuzione territoriale dei consumi indica che quasi il 60 per cento dei consumi industriali e termoelettrici è situato al nord, mentre il resto è ripartito in parti pressoché uguali fra il centro e il sud. Muovendo da consumi abbastanza modesti in termini assoluti, queste due aree sono però quelle che nel 1998 hanno registrato l'aumento più sostenuto (il 16,2 per cento al centro e il 60 per cento al sud, a fronte di una crescita dell'8,2 per cento nelle regioni settentrionali).

Le regioni dove si è avuto l'incremento più marcato sono state la Calabria e la Sicilia, principalmente per il maggior uso di gas naturale nella generazione termoelettrica. Di contro, l'aumento più modesto si è avuto in Campania, dove la crescita del 3,8 per cento rispetto al 1997 è scaturita da un forte incremento del segmento civile a fronte di una stasi dei consumi industriali.

La performance delle maggiori imprese del settore del gas

La progressiva apertura del mercato del gas naturale comporterà effetti significativi sulla redditività dei principali operatori del settore, tuttora caratterizzato dalla presenza di un operatore dominante nelle fasi *upstream* della filiera e da un'elevata concentrazione e dalla forte frammentazione del segmento della distribuzione finale.

In analogia con quanto inserito a partire dalla *Relazione Annuale 1999* per il settore elettrico, si presentano i risultati di bilancio dei principali operatori del settore del gas naturale (relativamente al 1998 e all'esercizio precedente), distinguendo fra l'attività di trasporto - per la quale si analizza unicamente il bilancio di Snam S.p.A. che intermedia la quota assolutamente prevalente dei volumi trattati - e attività di distribuzione - per la quale vengono considerati i bilanci delle tre principali imprese. 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. 3.3).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 33 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: SNAM S.P.A.

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO	16.420.441	15.570.973
(ricavi delle vendite e delle prestazioni)		
DI CUI DEL SETTORE GAS	16.062.115	15.336.655
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	97,8	98,5
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	199.994	270.036
= VALORE DELLA PRODUZIONE	16.620.435	15.841.009
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	11.044.226	9.904.452
= VALORE AGGIUNTO	5.576.209	5.936.557
- COSTO DEL PERSONALE	455.451	414.134
= MARGINE OPERATIVO LORDO	5.120.758	5.522.423
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	1.272.470	1.240.062
- ALTRI ACCANTONAMENTI	376.461	66.634
= RISULTATO OPERATIVO	3.471.827	4.215.727
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	30.846	94.813
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	30.009	69.077
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	3.470.990	4.051.837
- IMPOSTE	1.817.864	1.535.811
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	229.346	256.091
= UTILE NETTO D'ESERCIZIO	1.423.780	2.259.935
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	25,2	32,6
ROI	28,1	33,8
ROS	21,1	27,1
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,57	0,70
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,88	0,62
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,94	0,89
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	5.322	4.855
GAS ACQUISTATO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	53.467	56.248
GAS VENDUTO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	53.145	55.685
GAS TRASPORTATO C/TERZI (in milioni di mc)	8.077	9.955
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	901.958	1.019.248
UTENTI ALLACCIATI ALLA RETE SNAM S.P.A.	6.355	6.405

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 33 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI
(SEGUE) OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: ITALGAS S.P.A.

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	3.647.843	3.754.575
DI CUI DEL SETTORE GAS	3.584.130	3.683.124
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	98,3	98,1
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	317.098	285.232
= VALORE DELLA PRODUZIONE	3.964.941	4.039.807
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	2.559.613	2.591.944
= VALORE AGGIUNTO	1.405.328	1.447.863
- COSTO DEL PERSONALE	560.996	521.304
= MARGINE OPERATIVO LORDO	844.332	926.559
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	563.340	570.617
- ALTRI ACCANTONAMENTI	4.500	12.128
= RISULTATO OPERATIVO	276.492	343.814
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	56.426	33.665
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	16.671	5.309
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	203.395	315.458
- IMPOSTE	120.711	147.944
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	29.319	39.463
UTILE NETTO D'ESERCIZIO	53.365	128.051
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	3,6	7,1
ROI	6,8	9,6
ROS	7,6	9,2
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,59	0,61
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,80	0,53
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,95	1,07
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	6.994	6.856
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	6.413	6.887
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	466.268	450.893
UTENTI	4.258.000	4.349.000

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 33
(SEGUE) **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: CAMUZZI-GAZOMETRI S.P.A.**

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO	656.521	677.938
(ricavi delle vendite e delle prestazioni)		
DI CUI DEL SETTORE GAS	647.396	668.384
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	98,6	98,6
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	41.106	41.156
= VALORE DELLA PRODUZIONE	697.627	719.094
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	481.079	482.237
= VALORE AGGIUNTO	216.548	236.857
- COSTO DEL PERSONALE	77.089	73.187
= MARGINE OPERATIVO LORDO	139.459	163.670
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	74.958	78.165
- ALTRI ACCANTONAMENTI	0	725
= RISULTATO OPERATIVO	64.501	84.780
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	10.242	14.161
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	7.141	-2.844
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	47.118	96.097
- IMPOSTE	17.132	44.193
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0	0
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	29.986	51.904
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	10,7	16,0
ROI	9,4	12,2
ROS	9,8	12,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,35	0,36
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	1,46	1,13
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,17	1,30
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	986	975
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	1.231,3	1.340,1
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	109.441	104.359
UTENTI	739.792	763.128

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 33 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI
(SEGUE) OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: AEM S.P.A. - SETTORE GAS

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO	541.768	570.138
(ricavi delle vendite e delle prestazioni)		
DI CUI DEL SETTORE GAS	507.249	532.490
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	93,6	93,4
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	40.670	36.978
= VALORE DELLA PRODUZIONE	582.438	607.116
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	356.368	360.858
= VALORE AGGIUNTO	226.070	246.258
- COSTO DEL PERSONALE	110.799	99.159
= MARGINE OPERATIVO LORDO	115.271	147.099
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	36.030	43.794
- ALTRI ACCANTONAMENTI	100	100
= RISULTATO OPERATIVO	79.141	103.205
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	1.292	1.905
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	1.295	6.061
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	79.144	107.361
- IMPOSTE	0	5.240
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0	0
= UTILE NETTO D'ESERCIZIO	79.144	102.121
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	12,0	14,8
ROI	12,0	14,9
ROS	14,6	18,1
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,83	0,85
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	n.d.	n.d.
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,20	1,18
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	1.140	1.082
GAS VENDUTO ALL'UTENZA (in milioni di mc)	845,3	925,6
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	96.575	71.605
DI CUI SETTORE GAS	54.260	45.000
UTENTI	785.500	790.100

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

I risultati di bilancio della Snam S.p.A. per l'esercizio 1998 fanno registrare significativi miglioramenti. Sebbene il fatturato sia diminuito di oltre il 5 per cento, nonostante l'aumento delle quantità di gas trasportate, il margine operativo lordo mostra una variazione positiva dell'8 per cento circa. Vi hanno contribuito la riduzione dei costi di acquisto del gas e dei costi del lavoro, diminuiti anche in seguito a riduzioni di personale. La redditività sul capitale investito è pertanto migliorata, passando dal 28,1 per cento al 33,8 per cento, mentre la gestione finanziaria, pur scontando maggiori oneri finanziari, viene bilanciata dai risultati della gestione straordinaria e patrimoniale. Ne è derivato un utile netto di oltre 2.000 miliardi di lire, superiore del 59 per cento a quello dell'anno precedente. I risultati di gestione si sono riflessi nell'elevata redditività del capitale (rapporto tra utile netto e capitale netto, *Return on Equity: Roe*), che è passata dal 25,2 per cento al 32,6 per cento. Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontavano a oltre 1.000 miliardi di lire nel 1998, in lieve aumento rispetto all'anno precedente.

L'incremento nei consumi di gas intervenuto nel 1998 spiega l'andamento dei conti delle maggiori imprese di distribuzione di gas: Italgas S.p.A., Camuzzi-Gazometri S.p.A. e Aem S.p.A. Settore Gas. Il fatturato di tali imprese è infatti cresciuto tra il 3 e il 5 per cento, in conseguenza dell'aumento delle quantità di gas vendute, della riduzione dei costi delle materie prime e di politiche di razionalizzazione di processo. Nel 1998 sono migliorati i risultati della gestione operativa per tutte le società considerate, con significativi riflessi sugli indici di redditività, attestati su valori elevati. Anche la gestione finanziaria ha mostrato risultati apprezzabili attribuibili alla variazione di alcune poste straordinarie e - nel caso di Italgas S.p.A. e di Camuzzi-Gazometri S.p.A. - alla riduzione degli oneri finanziari.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

L'andamento dei prezzi interni

Nel biennio 1998-1999 il prezzo al consumo del gas naturale per usi domestici (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi) rilevato dall'Istat (il relativo peso nell'indice dei prezzi al consumo in base 1995=100 per l'intera collettività nazionale era pari, per l'anno 1999, all'1,7 per cento) ha seguito, con alcuni ritardi e in modo più smussato, l'andamento del complesso dei prezzi energetici (Tav. 3.4).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 34 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo corrispondente

MESI	1998				1999			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	111,2	2,3	104,1	0,7	105,6	-5,0	97,6	-6,3
FEBBRAIO	111,6	1,8	104,2	0,0	105,9	-5,1	97,7	-6,2
MARZO	111,6	0,2	104,2	-1,5	106,0	-5,0	97,6	-6,3
APRILE	111,6	0,0	104,0	-1,8	105,9	-5,1	97,2	-6,6
MAGGIO	110,3	-1,1	102,6	-2,7	106,0	-3,9	97,1	-5,4
GIUGNO	110,2	-1,1	102,4	-2,8	105,9	-3,9	97,0	-5,3
LUGLIO	108,5	-2,3	100,8	-4,0	106,0	-2,3	96,9	-3,9
AGOSTO	108,4	-2,3	100,6	-4,2	106,2	-2,0	97,1	-3,6
SETTEMBRE	106,8	-2,8	99,1	-4,5	108,7	1,8	99,1	0,0
OTTOBRE	106,8	-3,5	98,9	-5,1	109,0	2,1	99,2	0,3
NOVEMBRE	106,0	-4,3	98,1	-5,7	111,3	5,0	100,9	2,9
DICEMBRE	106,2	-4,2	98,2	-5,6	111,4	4,9	100,9	2,7
MEDIA ANNUA	109,1	-1,4	86,6	-3,1	107,3	-1,6	86,6	-3,2

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale.

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Nel corso del 1998 si è interrotta l'ascesa del prezzo al consumo in atto dalla seconda metà del 1996. A partire dal mese di maggio, l'indice ha iniziato a flettere, risentendo anche degli effetti di un intervento dell'Autorità volto a ridefinire le modalità di indicizzazione delle tariffe attraverso la sostituzione del gasolio quotato sui mercati internazionali a quello domestico (delibera 23 aprile 1998 n. 41; si veda la *Relazione Annuale 1999*). All'inversione di tendenza ha anche contribuito l'andamento cedente delle quotazioni petrolifere sui mercati internazionali.

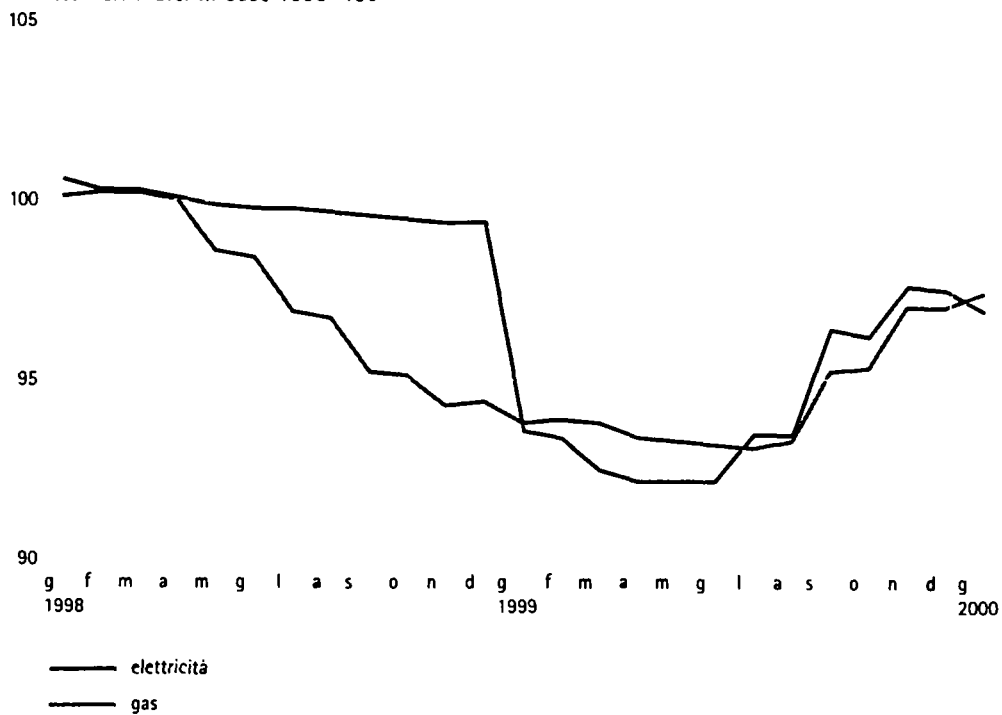
La caduta tendenziale del prezzo al consumo del gas è proseguita oltre la prima metà del 1999, nonostante i concomitanti rialzi dei prezzi del greggio e del gasolio. Hanno influito su tale andamento i ritardi di trasmissione impliciti nel nuovo meccanismo di adeguamento bimestrale stabilito dall'Autorità con la delibera n. 52/99 (che ha riferito l'indicizzazione a una media mobile semestrale del prezzo internazionale dei combustibili).

A partire dal mese di settembre, il rialzo del prezzo all'importazione del greggio ha cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo al consumo del gas, fino a sospingerne l'incremento su valori dell'ordine del 5 per cento a fine anno. In entrambi gli anni si è comunque avuta una flessione in termini medi annui: - 1,4 nel 1998 e - 1,6 per cento nel 1999, a fronte di una riduzione del 2,7 e di una crescita del 4,2 per cento registrate dal complesso dei beni energetici inclusi nel paniere Istat dei prezzi al consumo.

L'inversione di tendenza intervenuta nel 1999 non è stata sufficiente a ricondurre il prezzo reale del gas sui livelli su cui si situava all'inizio dell'anno precedente. Un andamento analogo si riscontra anche per il prezzo reale dell'energia elettrica (Fig. 3.1).

FIG 3.1 PREZZI AL CONSUMO IN TERMINI REALI DEL GAS NATURALE
E DELL'ENERGIA ELETTRICA^(A)

Numeri indici in base 1995=100



(A) Deflazionati con l'indice generale dei prezzi al consumo.

Analisi dei prezzi al consumo nei capoluoghi di regione

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, le tariffe del gas naturale per usi civili distribuito a mezzo rete urbana sono differenziate non soltanto per tipologia di consumo e dimensione dell'utente, ma anche per ambito territoriale. Le aziende distributrici locali possono fissare le tariffe per il gas destinato a riscaldamento individuale (tariffa T2) o a riscaldamento centralizzato, o usi artigianali e commerciali e altri usi (tariffa T3), ma devono rispettare la corrispondenza fra costi e ricavi, con un profilo degressivo rispetto ai volumi di consumo (per la descrizione del metodo tariffario vigente, si rimanda alla *Relazione Annuale 1999*).

L'articolazione territoriale delle tariffe praticate per le diverse categorie d'uso dà luogo a oltre 1.100 bacini tariffari (per un totale di 5.505 comuni serviti da 774 esercenti, dati al 31 dicembre 1998). Qualche indicazione di sintesi si può ottenere dall'analisi dei dati riguardanti i capoluoghi di regione per quanto riguarda sia le tariffe al netto delle imposte (Tav. 3.5), sia i prezzi al lordo di queste ultime (Tav. 3.6).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 35 TARIFFE DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE(A)

Anno 1999; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2(B)		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>200 kmc/a
ANCONA	571	468	468	434	362	335
AOSTA	571	535	535	522	362	335
BARI	617	549	549	522	362	335
BOLOGNA	571	452	452	445	362	335
CAMPOBASSO	571	471	471	450	362	335
FIRENZE	571	475	475	464	362	335
GENOVA	571	534	534	493	362	335
L'AQUILA	571	405	405	378	362	335
MILANO	571	551	551	498	362	335
NAPOLI	663	746	746	659	362	335
PALERMO	709	729	729	682	362	335
PERUGIA	571	472	472	424	362	335
POTENZA	571	448	448	414	362	335
ROMA	617	606	606	593	362	335
TORINO	571	487	487	457	362	335
TRENTO	571	443	443	438	362	335
TRIESTE	571	513	513	498	362	335
VENEZIA	571	471	471	423	362	335

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.

(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 36 PREZZI DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE^(A)

Anno 1999; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte

TARIFFA	T1	T2 ^(B)		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>200 kmc/a
ANCONA	755	779	998	957	477	444
AOSTA	722	823	1.042	1.027	463	430
BARI	800	791	1.005	973	477	444
BOLOGNA	770	795	1.014	1.005	477	444
CAMPOBASSO	720	665	863	839	475	442
FIRENZE	770	811	1.030	1.017	477	444
GENOVA	769	882	1.101	1.052	477	444
L'AQUILA	749	619	833	800	475	442
MILANO	733	878	1.103	1.040	475	442
NAPOLI	851	1.028	1.242	1.137	475	442
PALERMO	860	963	1.161	1.105	463	430
PERUGIA	733	759	978	921	475	442
POTENZA	749	670	884	843	475	442
ROMA	820	981	1.200	1.183	477	444
TORINO	770	826	1.045	1.008	477	444
TRENTO	722	713	932	926	463	430
TRIESTE	722	797	1.016	998	463	430
VENEZIA	733	793	1.025	968	477	444

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.

(B) Medie ponderate con le vendite del 1995.

La tariffa T1, riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, presenta valori più elevati nei capoluoghi del Mezzogiorno. A fronte di una media nazionale valutabile intorno alle 760 lire al metro cubo (590 lire/mc al netto delle imposte), in città come Palermo o Napoli il prezzo risulta infatti più elevato di circa 100 lire il metro cubo.

Una ragione di questo divario è il basso consumo specifico, inteso come il rapporto fra il numero di calorie erogate e il numero di utenti serviti. La maggiore incidenza unitaria del costo di distribuzione (a cui anche concorrono investimenti per la realizzazione delle reti di distribuzione) viene mitigata dal meccanismo con il quale il costo della materia prima viene ridotto in tariffa in proporzione al consumo specifico.

La tariffa per il gas impiegato in usi industriali di basso consumo (T4) è uniformemente pari a 362 lire al metro cubo, per consumi inferiori ai 100.000 mc annui, e a 335 lire per consumi compresi fra 100.000 mc e 200.000 mc annui, al netto delle imposte. Di contro, il prezzo al lordo delle imposte risulta lievemente inferiore ad Aosta, Trento, Trieste e Palermo rispetto agli altri capoluoghi, perché le regioni a statuto speciale hanno deciso di non riscuotere l'addizionale regionale che grava invece sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Ne consegue un'incidenza fiscale per il gas destinato a questi usi del 22 per cento nelle regioni a statuto speciale, circa due punti percentuale inferiore a quella che si riscontra altrove.

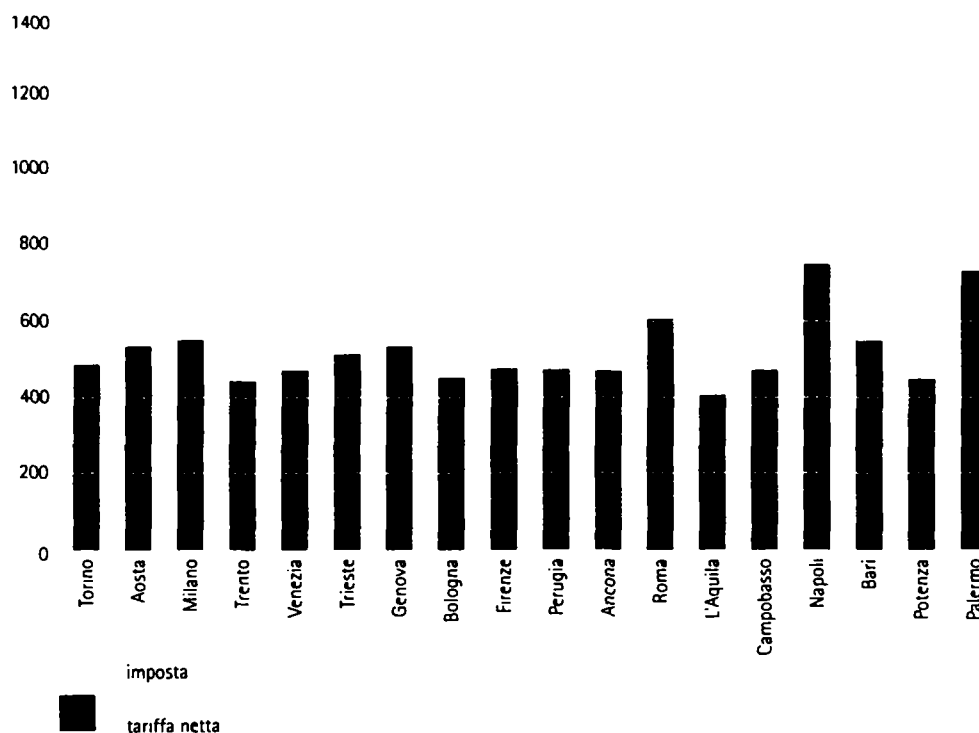
Il confronto al netto delle imposte tra le tariffe autonomamente determinate dalle aziende distributrici nel rispetto dei vincoli sopra citati rivela ampie differenze territoriali. Nei 18 capoluoghi considerati ve ne sono dieci in cui la tariffa T2 è inferiore alle 500 lire/mc, cinque in cui è compresa fra 500 lire/mc e 600 lire/mc e tre in cui supera le 600 lire (Napoli, Palermo e Roma). La tariffa massima (746 lire/mc, a Napoli) è quasi doppia di quella minima (405 lire/mc, all'Aquila). Il gas destinato agli usi per riscaldamento centralizzato e ad altri usi (tariffa T3) è invece meno caro all'Aquila e più caro a Palermo e Napoli (tanto al lordo, quanto al netto delle imposte).

Il confronto con il 1998 mostra lievi variazioni, con andamenti diversi a seconda della tipologia di consumo considerata. Il prezzo al lordo delle imposte risultava lievemente superiore a quello del 1998 per gli usi T1 (fra il +1,7 per cento di Roma e Bari, e il +1,9 per cento di Trento, Trieste, Aosta e Campobasso), ma sensibilmente inferiore per gli usi T2 (fra il -3 per cento di Torino e il -5,2 per cento dell'Aquila per i consumi minori di 250 mc/a, e fra il -2,4 per cento di Napoli e Roma e il -3,7 per cento dell'Aquila per i consumi superiori a 250 mc/a), gli usi T3 (fra il -2,4 per cento di Roma e il -3,6 dell'Aquila) e gli usi T4 (fra il -4,9 per cento e il 5,5 per cento per i consumi inferiori a 100.000 mc/a e fra il -5,2 per cento e il -5,8 per cento per i consumi fra 100.000 e 200.000 mc/a).

Nel 1999, l'incidenza fiscale era pari in media a circa il 23 per cento per gli usi T1 e al 24 per cento per gli usi T4; saliva al 36 per cento per gli usi T2 con consumi inferiori a 250 mc/anno e al 50 per cento per gli usi T2 con consumi superiori a 250 mc/anno, con una variabilità territoriale in funzione del livello della tariffa e dell'imposta (Fig. 3.2), oltre che dei consumi medi. L'incidenza superava il 50 per cento per gli usi T3 (si veda la Tav. 3.7 per il dettaglio dell'incidenza fiscale).

FIG. 3.2 COMPOSIZIONE DEL PREZZO DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

Anno 1998, lire/mc; consumi superiori a 250 mc annui



Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Istat

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.7 INCIDENZA FISCALE SUL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE^(A)

Anno 1999; incidenza percentuale delle imposte sul prezzo lordo

TARIFFA	T1	T2 ^(B)		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>200 kmc/a
ANCONA	24,4	39,9	53,1	54,7	24,1	24,6
AOSTA	20,9	35,0	48,7	49,1	21,7	22,1
BARI	22,9	30,6	45,4	46,3	24,1	24,6
BOLOGNA	25,8	43,2	55,5	55,7	24,1	24,6
CAMPOBASSO	20,7	29,2	45,5	46,3	23,7	24,2
FIRENZE	25,8	41,5	53,9	54,4	24,1	24,6
GENOVA	25,8	39,5	51,5	53,1	24,1	24,6
L'AQUILA	23,8	34,5	51,3	52,7	23,7	24,2
MILANO	22,1	37,3	50,1	52,1	23,7	24,2
NAPOLI	22,1	27,4	39,9	42,1	23,7	24,2
PALERMO	17,6	24,3	37,2	38,3	21,7	22,1
PERUGIA	22,1	37,9	51,8	54,0	23,7	24,2
POTENZA	23,8	33,1	49,3	50,9	23,7	24,2
ROMA	24,8	38,2	49,5	49,9	24,1	24,6
TORINO	25,8	41,0	53,4	54,7	24,1	24,6
TRENTO	20,9	37,9	52,5	52,7	21,7	22,1
TRIESTE	20,9	35,6	49,5	50,1	21,7	22,1
VENEZIA	22,1	40,6	54,1	56,3	24,1	24,6

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.

(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

Anche la struttura delle aliquote legali dell'imposta di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA mostra una certa variabilità territoriale cui anche concorrono le riduzioni tuttora in vigore per le aree oggetto dell'intervento della ex Cassa del Mezzogiorno (Tav. 3.8).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 38 IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc; aliquote percentuali in vigore al 1 marzo 2000

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
IMPOSTA DI CONSUMO					
NORMALE	75,47	141,57	324,46	324,46	24,20
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	63,73	63,73	229,41	229,41	24,20
ADDIZIONALE REGIONALE					
PIEMONTE	38	50	50	50	12
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	12
LIGURIA ^(A)	37	50	50	50	12
EMILIA ROMAGNA	37	60	60	60	12
TOSCANA	38	50	50	50	12
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	32	30	30	30	12
LAZIO ^(B)	38 (32)	60 (32)	60	60	12
ABRUZZO	32	32	50	50	12
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	32	32	50	50	12
PUGLIA	32	32	50	50	12
BASILICATA	32	32	50	50	12
CALABRIA	32	32	50	50	12
ALiquota IVA	10	20	20	20	20

(A) In Liguria vi sono alcune zone per le quali è prevista un'addizionale più bassa.

(B) In parentesi le addizionali applicate 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 provincie di Frosinone e Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nella zona del 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; e delle isole d'Elba, del Giglio e di Capraia.

Confronti internazionali di prezzo

Non diversamente dal caso dell'energia elettrica (*cf.* Capitolo 2), i confronti internazionali di prezzo possono essere effettuati in base a due metodologie: prezzo medio, metodologia utilizzata dall'AIE-OCSE, e consumatore tipo, seguita dall'Eurostat.

L'utilizzo di statistiche sul prezzo medio a fini di confronto internazionale per il settore del gas in Italia - a differenza del caso dell'energia elettrica - è reso più agevole dalla minore variabilità dei prezzi domestici rispetto ai livelli di consumo; pertanto il dato medio non comporta perdita di informazioni e può essere considerato sufficientemente rappresentativo e non distorto.

In questa *Relazione* sono stati utilizzati i dati Eurostat che consentono confronti aggiornati al 1999. 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 1999. 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, stanti le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro o con il cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria.

Confronti internazionali in base al prezzo medio

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

Per le utenze industriali, il divario risulta di 20 lire/mc, pari al 6,8 per cento nel caso dei prezzi al netto delle imposte e all'1,9 per i prezzi al lordo delle imposte (e al netto dell'IVA; Tav. 3.9) Il confronto dei prezzi al netto delle imposte tra l'Italia e il Regno Unito, paese in cui il mercato del gas naturale è stato da tempo aperto alla concorrenza, fa emergere un divario maggiore rispetto a quello che risulta dal confronto con gli altri paesi. In particolare, la differenza è del 10,8 per cento per le utenze domestiche e del 21 per cento, per quelle industriali. In quest'ultimo caso, data la indisponibilità di dati sul Regno Unito per il periodo considerato nella tavola, il confronto si riferisce al primo

semestre 1999 ed è effettuato sulla base della medesima metodologia.

I prezzi medi calcolati sulla base dei dati Eurostat per il 1999 risultano mediamente superiori a quelli registrati dall'AIE per il 1997, riportati nella *Relazione Annuale 1999*. Fa eccezione l'Italia, per il segmento dell'utenza domestica, i cui valori non si discostano da quelli calcolati dall'AIE per il 1997. Nel caso dell'utenza domestica, lo scostamento dei prezzi vigenti in Italia dalla media ponderata UE (calcolata con riferimento a 11 paesi) si colloca intorno al 40 per cento per i prezzi al lordo delle imposte e al 7 per cento per i prezzi al netto delle imposte.

Per l'utenza industriale il divario appare più limitato. I prezzi al lordo delle imposte (e dell'IVA) risultano superiori alla media ponderata del 3 per cento e quelli al netto delle imposte del 7 per cento. Vi contribuisce anche l'indisponibilità di dati relativi al Regno Unito.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 39 PREZZO MEDIO PER LE UTENZE CIVILI E INDUSTRIALI

Anno 1999, 1 luglio; potere calorifico kcal/mc = 9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti

PAESI	UTENZE DOMESTICHE		UTENZE INDUSTRIALI	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(A)	AL NETTO DELLE IMPOSTE
AUSTRIA	790,0	578,4	437,8	263,6
BELGIO	698,9	552,5	297,6	254,2
DANIMARCA	n.d.	n.d.	405,3	249,6
FINLANDIA	n.d.	n.d.	314,8	192,9
FRANCIA	750,5	635,0	291,8	291,8
GERMANIA	790,9	610,6	364,0	293,1
IRLANDA	799,1	583,3	314,6	236,6
ITALIA	1.076,8	622,5	340,7	307,5
OLANDA	695,5	490,3	367,9	219,9
PORTOGALLO	1.171,0	836,5	616,9	545,8
REGNO UNITO	583,0	555,0		
SPAGNA	735,6	634,2	264,6	264,6
SVEZIA	935,6	552,9		
MEDIA EUROPEA PONDERATA	754,5	583,4	334,4	288,0
ITALIA: scostamento percentuale dalla media ponderata	42,7	6,7	1,9	6,8

(A) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Confronti in base al prezzo
per tipologia di consumo

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 3.10), sebbene l'incidenza fiscale sia tra le più elevate salvo i casi di Svezia e Austria. Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 mc per gas ad uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei, con uno scostamento del 70 per cento dal valore medio ponderato europeo. Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 mc che risultano superiori del 75 per cento alla media ponderata. Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è notevolmente superiore a quella di tutti gli altri paesi europei.

TAV 3 10 PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Anno 1999, 1 luglio; Potere calorifico kcal/mc = 9.100;
prezzi in lire/mc a cambi correnti; consumi annui in GJ

PAESI	8,37 GJ (217,62 mc) ^(A)		83,7 GJ (2.176,2 mc) ^(B)		125,6 GJ (3.265,6 mc) ^(C)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE
AUSTRIA	830,6	612,1	786,1	575,1	778,4	568,7
BELGIO	1.164,4	937,2	599,0	470,0	567,7	444,2
FRANCIA	1.227,2	1.048,7	637,0	538,4	604,7	509,5
GERMANIA	1.362,6	1.103,5	650,3	489,4	604,7	450,2
IRLANDA	1.443,3	1.283,2	609,3	541,9	571,9	508,2
ITALIA	947,8	743,1	1.120,6	593,2	1.118,2	581,5
OLANDA	1.048,6	871,3	596,4	386,0	595,4	367,9
PORTOGALLO	1.171,0	1.115,3	1.171,0	1.115,3	1.171,0	1.115,3
REGNO UNITO	912,2	868,5	459,4	437,0	447,1	425,8
SPAGNA	1.035,8	892,9	717,7	618,7	698,5	602,1
SVEZIA	1.250,5	804,4	862,4	494,1	836,7	473,4
MEDIA EUROPEA PONDERATA	1.098,3	931,9	660,1	486,7	639,0	464,8
ITALIA: scostamento percentuale dalla media ponderata	-13,7	-20,3	69,8	21,9	75,0	25,1

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.

(C) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Per l'utenza industriale, i prezzi al lordo delle imposte per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccole e medie imprese, sono tra i più elevati in Europa (l'Italia occupa il terzo posto nella graduatoria). Il divario rispetto alla media ponderata si riduce passando alle tipologie di consumo superiori, fino a risultare negativo. In particolare, la tipologia con consumi di oltre 10 milioni di mc presenta un prezzo al lordo delle imposte inferiore del 5,2 per cento rispetto a quello medio ponderato.

Il confronto appare fortemente influenzato dalla scelta del livello di consumo preso a riferimento: in particolare, il risultato cambia a seconda che si consideri la classe con consumi più bassi o quelle superiori. Comune a tutte le tipologie di consumo è invece l'elevata fiscalità, che in tutti i casi contribuisce a spiegare una significativa parte del divario con gli altri paesi (Tav 3.11).

TAV 3.11 PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO UTENZE INDUSTRIALI

Anno 1999, 1 luglio; Potere calorifico kcal/mc = 9.100;
prezzi in lire/mc a cambi correnti; consumi annui in GJ

	418,6 GJ (10.883,6 mc) ^(A)		4.186 GJ (108.836 mc) ^(B)		41.860 GJ (1.088.360 mc) ^(C)		418.600 GJ (10.883.600 mc) ^(D)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE ^(E)
AUSTRIA	640,0	560,1	535,5	455,5	377,0	297,1	348,7	268,7
BELGIO	431,4	406,4	374,1	309,2	302,3	249,8	233,5	193,0
DANIMARCA	555,4	404,6	525,6	380,8	363,0	250,9	312,4	210,2
FINLANDIA	465,2	347,9	311,5	221,8	290,9	205,0	272,4	189,8
FRANCIA	457,4	457,4	387,7	387,7	267,4	267,4	194,2	194,2
GERMANIA	468,1	396,9	393,7	322,4	363,5	294,2	307,7	236,5
IRLANDA	534,4	534,4	417,4	417,4	234,0	234,0	234,0	234,0
ITALIA	607,8	572,3	420,2	384,7	283,8	247,9	236,8	208,6
OLANDA	557,9	342,8	533,8	333,1	318,8	231,5	239,1	180,3
PORTOGALLO	997,4	997,4	974,1	974,1	438,3	438,3	426,5	426,5
SPAGNA	497,5	497,5	250,3	250,3	225,6	225,6	192,1	192,1
MEDIA EUROPEA PONDERATA	514,0	458,1	401,5	305,7	305,7	261,5	249,7	210,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media ponderata	18,3	24,9	4,7	25,9	-7,2	-5,2	-5,2	-0,8

(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) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabili.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Lo scenario europeo: le realtà nazionali e i progetti

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale rappresenta un processo di portata continentale sia per l'impulso impresso dall'azione comunitaria, sia per la dimensione sovranazionale degli aspetti di approvvigionamento della materia prima, di interconnessione delle reti e di diversificazione e integrazione delle imprese.

Influiscono sull'evoluzione in atto gli sviluppi interni ai singoli paesi, l'assetto delle infrastrutture, il comportamento degli operatori. Per l'Italia, dove le prospettive di un'ulteriore crescita della domanda di gas appaiono incoraggianti, l'evoluzione europea costituisce un'importante opportunità di sviluppo e di consolidamento del sistema del gas naturale.

Se è comune la dimensione europea del processo di apertura del mercato, diverse sono le soluzioni organizzative adottate dai vari sistemi nazionali del gas. Il grado di avanzamento del processo di liberalizzazione, l'ampiezza del mercato nazionale e la posizione geografica conferiscono particolare significato agli sviluppi in atto in alcuni paesi come Regno Unito, Francia, Germania, Olanda e Svizzera.

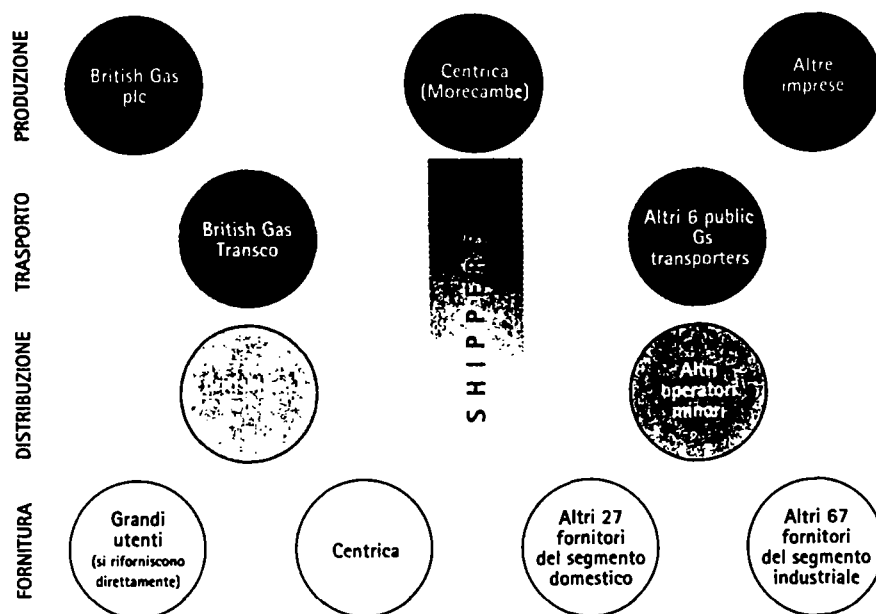
Regno Unito

Nel Regno Unito il mercato è totalmente liberalizzato, anche per gli utenti domestici. Gli oltre 20 milioni di consumatori possono scegliere il fornitore, fra 27 operatori domestici e 67 industriali (Fig. 3.3). La concorrenza fra questi operatori è favorita dall'uguaglianza nelle condizioni di accesso al sistema di trasporto e di distribuzione, con obbligo di bilanciamento giornaliero fra le quantità immesse e le quantità prelevate.

Il processo di liberalizzazione è durato oltre 15 anni, durante i quali l'impresa inizialmente dominante, British Gas, ha attuato dapprima la separazione divisionale e si è poi scissa in Centrica e nella nuova British Gas, di recente riorganizzata. In questi 15 anni si sono succedute quattro fasi: l'uscita dal monopolio e la privatizzazione (1982-88), l'avvio della concorrenza per gli utenti industriali (1988-94), la piena apertura in questo segmento di utenza (1994-96) e l'introduzione della concorrenza per gli utenti residenti (1996-98). Sia Centrica, sia British Gas sono *public companies* quotate.

Il sistema di trasporto e distribuzione è gestito in massima parte da un unico operatore integrato, Transco. Alcuni servizi ancillari (installazione e lettura contatori, allacciamenti, stoccaggio) sono stati recentemente incorporati e

FIG 33 STRUTTURA DEL SETTORE DEL GAS NEL REGNO UNITO



aperti alla concorrenza, altri lo saranno tra breve.

Il sistema di trasporto è distinto in una parte su scala nazionale e in una parte su scala regionale a cui fanno capo le reti di distribuzione a media e a bassa pressione. La prima ha 16 punti di ingresso (compresi sei terminali costieri) e 75 punti di uscita (dei quali 33 verso il sistema regionale) e costituisce per gli operatori che se ne avvalgono (*shippers*) la sede unica di interscambio (*National Balancing Point*) in cui ha anche luogo il bilanciamento giornaliero. I due sistemi sono tra loro interconnessi attraverso impianti di riduzione e regolazione della pressione, dotati di sistemi di telemisura della portata (le pressioni sono comprese fra 38 e 85 bar per il sistema nazionale, e fra 7 e 38 bar per quello regionale).

Nel processo di liberalizzazione ha avuto parte attiva il regolatore di settore, Ofgas (recentemente fusi con il regolatore elettrico Offer, formando Ofgem) al quale la legge istitutiva (*Gas Act* del 1986 e successive modifiche, attuate con il *Gas Act* del 1995 e con il *Competition Act* del 1998) assegna diversi compiti, tra cui garantire che siano soddisfatte tutte le esigenze ragionevoli di trasporto, che i licenziatari siano in condizione di finanziare le loro attività e che si determini una reale concorrenza; promuovere gli interessi dei consumatori in materia di prezzi, condizioni della fornitura, continuità, qualità ed estensione del servizio, posa e manutenzione di condotte, nonché nei servizi ancillari, nel rispetto dell'ambiente e degli interessi dei soggetti più deboli.

Germania

In Germania tutti i consumatori sono stati dichiarati idonei ai sensi della Direttiva 98/30/CE. L'accesso al sistema di trasporto è negoziato. Sono attivi 3 operatori su scala nazionale (Ruhrgas, VNG, Wingas), 14 operatori regionali e 600 distributori locali, controllati per la maggior parte dai tre operatori nazionali.

Il principale fattore di cambiamento è la concorrenza in atto fra i due maggiori gruppi: Ruhrgas e Wingas. In questo contesto sta crescendo il ruolo di Gazprom (azionista di Wingas per il 30 per cento e partecipato al 2,5 per cento da Ruhrgas, l'importatore tradizionale del gas naturale proveniente dall'Est europeo). Il consumo di gas naturale nel 1998 è stato di circa 72 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. È in corso il dibattito sulla dismissione delle centrali elettronucleari (la piattaforma elettorale dell'attuale governo proponeva di attuarla entro il 2002) il cui esito potrà influire sulle prospettive di crescita futura del settore.

Francia

In Francia il mercato del gas verrà liberalizzato con lentezza, conservando a *Gaz de France* (GdF) il ruolo di "campione nazionale", così come a *Electricité de France* (EdF) nel settore elettrico. GdF controlla (anche attraverso partecipazioni congiunte con il gruppo *Elf-Totalfina*) interamente trasporto e distribuzione. GdF è attiva all'estero - in Germania ha acquisito recentemente Bewag (Berlino) e EMB (Brandeburgo) - e nell'offerta di servizi di vettoriamento (come il recente accordo con Enel S.p.A. per l'importazione di gas nigeriano destinato all'Italia). Il recepimento della Direttiva 98/30/CE avverrà con l'opzione di accesso negoziato. Non sono previsti interventi per favorire l'accesso agli stoccaggi di GdF da parte di terzi, tra cui altre 17 imprese municipali.

Olanda

L'Olanda è un grande produttore ed esportatore di gas naturale. Principale operatore è NAM (Shell e Exxon), seguito da Elf e altri. La produzione è conferita a Gasunie che rifornisce industrie e distributori ed esporta in Germania, Italia, Belgio e altri paesi. Il governo olandese è azionista di Gasunie (con il 50 per cento, direttamente o indirettamente, mentre il 25 per cento è di Exxon e il 25 per cento di Shell). Esistono 23 imprese di distribuzione (alcune sono *multiutilities*), scaturite da un processo di concentrazione avviato nel 1985 allorché le imprese erano 144 nel settore del gas e 35 nel settore elettrico.

L'accesso al sistema di trasporto sarà di tipo negoziato. Gasunie ha riconfigurato la propria offerta, con una maggiore disponibilità di modulazione. Ha inoltre concordato con Gazprom una fornitura di 80 Gmc di gas in un arco ventennale, vettoriati in Germania da Wingas e destinati ad essere rivenduti con la garanzia aggiuntiva (e le cospicue riserve) del marchio Gasunie.

Svizzera

Per ovvie ragioni geografiche, il mercato svizzero ha assunto il carattere di area di transito. Vengono vettoriati sul territorio elvetico tutti i flussi di importazione provenienti da Nord e diretti verso l'Italia (a medio termine, 10 Gmc/a dall'Olanda e 6 Gmc/a dalla Norvegia, per Snam S.p.A.).

Coerentemente con la struttura federale dello stato, anche il settore del gas è organizzato per aggregazione di soggetti locali. La base è formata da un centinaio di imprese locali, per lo più comunali e *multiutility*, che formano quattro società regionali (Gaznat, EGO, GVM, EGZ) e insieme costituiscono Swissgas, che provvede alla maggior parte delle importazioni di gas naturale e detiene il 51 per cento della principale infrastruttura di trasporto, il sistema Transitgas (partecipato per il 46 per cento da Snam S.p.A., e per il 3 per cento da Ruhrgas), dalla Germania e dalla Francia verso l'Italia. La Svizzera consuma circa 2,8 Gmc di gas all'anno (dati del 1998).

Forme di accesso negoziato ai gasdotti di trasporto sono vigenti in Svizzera sin dal 1963. Il recepimento della Direttiva 98/30/CE nell'Unione Europea viene seguito con particolare attenzione. Un gruppo di lavoro misto (istituzioni e industria) ha recentemente raccomandato l'adeguamento agli orientamenti dell'Unione in materia di accesso alle reti, di separazione delle funzioni, di apertura del mercato e di semplificazione delle procedure.

Nuovi progetti di trasporto o di produzione stanno arricchendo l'offerta di gas naturale in Europa. Alcuni riguardano direttamente l'Italia; molti contribuiscono alla diversificazione dei punti di approvvigionamento pur essendo realizzati da soggetti già attivi nel panorama attuale.

Atlantic LNG

Nel 1999 sono iniziate le prime consegne dal nuovo impianto di Trinidad, al quale partecipano BP-Amoco (per il 34 per cento), British Gas (26 per cento), Repsol (20 per cento), Cabot (10 per cento) e interessi locali (10 per cento). Il gas è destinato al mercato americano (area di Boston, per il 60 per cento) e al mercato iberico (Enagas, per il restante 40 per cento). La capacità attuale è di 4 Gmc/a (una linea di liquefazione). Recentemente è stata approvata la costruzione di altre due linee di liquefazione che serviranno principalmente l'area iberica.

Nigerian LNG

Nell'ottobre 1999 Enel S.p.A. ha ritirato il primo carico di GNL di provenienza nigeriana; la consegna è avvenuta a Montoir de Bretagne (a regime, la fornitura sarà di 3,5 Gmc/a). Il gas viene scambiato con gas russo e gas algerino, destinati inizialmente a GdF. Snam S.p.A. provvede al vettoriamento da Baumgarten (per il gas di provenienza russa) e da Panigaglia fino alle centrali Enel S.p.A.; provvede inoltre per conto di GdF, con oneri a carico di Enel S.p.A., al trasporto via nave del gas algerino, da Bethioua a Panigaglia. Un piccolo quantitativo viene consegnato da GdF alla frontiera franco-svizzera (Oldingue) e vettoriato da Snam S.p.A. in Italia. Partner di NLNG sono Shell (25,6 per cento), Elf Totalfina (15 per cento), Agip (10,4 per cento) e Nigerian National Petroleum (49 per cento); il gas viene estratto per il 50 per cento da Shell. Sono operative due linee di liquefazione, con capacità di circa 7,5 Gmc/a, i cui destinatari, oltre all'Enel S.p.A., sono la portoghese Transgas, la spagnola Enagas, la turca Botas e GdF. È in costruzione la terza linea di liquefazione, la cui produzione è in gran parte prenotata da Enagas.

Libia

Eni S.p.A. ha annunciato la conclusione di accordi con NOC (la compagnia petrolifera di stato libica) per la realizzazione di un progetto di estrazione di gas, condensati e petrolio. Saranno prodotti 10 Gmc/a, di cui 2 utilizzati in Libia e 8 destinati all'esportazione. Una condotta sottomarina da 800 mm di diametro collegherà le coste libiche con la Sicilia, per un tratto di 600 chilometri, fino a Gela. In Sicilia verrà realizzato un gasdotto di collegamento con il Transmed, nei pressi di Enna con un investimento sarà dell'ordine dei 5 miliardi e mezzo di dollari. L'inizio della produzione è previsto per la fine del 2003; metà del quantitativo (4 Gmc/a) è stato contrattato da Edison S.p.A., per una durata di 24 anni.

In Salah Gas

Questa *joint venture* è stata formata da BP-Amoco e Sonatrach nel 1997 per il trasportare e commercializzare gas estratto nella regione di In Salah, circa 500 km a sud di Hassi R'mel. Lo sviluppo dei giacimenti di In Salah richiederà investimenti per circa 3,5 miliardi di dollari, forniti in massima parte da BP-Amoco. In Salah Gas è subentrata a Sonatrach nella fornitura a Enel S.p.A. di 4 Gmc/a, iniziata alla fine del 1996 per la durata di 20 anni (accordo del marzo 1997). Il gas viene consegnato a Enel S.p.A. alla frontiera algero-tunisina (Oued es Saf Saf) e vettoriato da Snam S.p.A., fino ad alcune centrali Enel S.p.A. dell'Italia meridionale e a Montalto di Castro. È stato annunciato anche un accordo di fornitura a Edison S.p.A., per 4 Gmc/a, con durata di 15 anni a partire dal 2003, per il quale sono ancora in corso le trattative con Snam S.p.A. per il vettoriamento verso l'Italia. Le stime disponibili indicano per In Salah una capacità produttiva di 9-11 Gmc/a, mantenibile per vari decenni.

- Terminale adriatico** Il progetto di Edison S.p.A. e Exxon-Mobil per la costruzione di un grande terminale di rigassificazione di GNL nell'*offshore* di Ravenna ha superato la procedura di valutazione dell'impatto ambientale e ha ottenuto l'approvazione dalle autorità locali.
- Jamal-Europa** Il gasdotto Jamal-Europa, attualmente in costruzione, si estenderà per oltre 4.000 km, dal nord della Siberia fino al confine fra Polonia e Germania. Qui si collega al sistema Wingas che è stato recentemente potenziato con il gasdotto Jagal. Saranno in tal modo disponibili, nell'orizzonte 2010-2015, ulteriori 50 Gmc/a per il mercato europeo. Quest'opera diminuirà la dipendenza di Gazprom e dell'Europa dall'Ucraina, per il transito del gas naturale di provenienza russa. Gazprom deve riconoscere una commissione consistente all'Ucraina e incontra notevoli problemi nell'esigere i crediti accordati a quel paese per la fornitura di gas naturale. La realizzazione completa del gasdotto Jamal-Europa (che prima di raggiungere la Polonia, e da qui la Germania, attraversa la Bielorussia) richiederà ingenti investimenti, dell'ordine dei 40 miliardi di dollari.
- Blue Stream** Il progetto *Blue Stream* mira a portare in Turchia fino a 16 Gmc/a di gas russo, nel periodo 2003-10. Verrà costruito un nuovo sistema di trasporto, per circa 1200 km, in Russia e in Turchia (fino ad Ankara), oltre all'attraversamento sottomarino del Mar Nero. Quest'ultimo tratto verrà realizzato congiuntamente da Gazprom e Eni S.p.A. L'intera opera, alla quale partecipano anche soggetti francesi e giapponesi oltre a Shell, costerà intorno ai 4 miliardi di dollari. Nella prima fase, Gazprom reperirà finanziamenti per circa 1,5 miliardi di dollari ed Eni S.p.A. finanzia, con 800 milioni di dollari, la sua parte della costruzione del tratto sottomarino. L'iniziativa rientra nella strategia di Gazprom volta ad aumentare il più possibile la propria offerta, nonostante le sue attuali difficoltà finanziarie, e di raggiungere direttamente i mercati finali, senza transitare da altri paesi.
- TCGP** Il progetto TCGP (*Trans Caspian Gas Pipeline*) mira a portare in Turchia almeno 16 Gmc/a di gas turkmeno e azeri tra il 2003 e il 2010 (con espandibilità fino a 30 Gmc/a). A tale scopo verrà costruito un nuovo sistema di trasporto, per circa 1700 km, dal Turkmenistan, attraverso Azerbaigian e Georgia, fino al confine georgiano-turco, con l'attraversamento sottomarino del Mar Caspio. Nella sua versione iniziale, comporterà investimenti per circa 2,5 miliardi di

dollari. La Turchia appare un mercato molto promettente: nel 1998 ha consumato circa 10 Gmc ma, secondo talune previsioni, i consumi interni potrebbero toccare i 46 Gmc nel 2005 e i 55 Gmc nel 2010.

GEA

Il progetto GEA prevede la costruzione di un gasdotto di circa 330 km (dei quali 130 *offshore*) fra l'Italia e la Croazia, con possibilità di estensione ai paesi limitrofi. Inizialmente concepita per alimentare la Croazia con 2,2 Gmc/a di gas prodotto nell'*offshore* adriatico e trattato negli impianti Eni S.p.A. di Casalborgorsetti, l'opera verrà invece dimensionata per un trasporto di 5 Gmc/a.

Le risposte degli operatori

La struttura dell'offerta di gas naturale si sta modificando profondamente e interagendo con i processi di liberalizzazione, privatizzazione e globalizzazione in corso subisce forti accelerazioni.

Soggetti nuovi affiancano operatori consolidati, con comportamenti strategici differenziati. Alcuni soggetti restano sostanzialmente ancorati al paradigma convenzionale: tra questi vi sono GdF, che difende con successo la sua posizione in territorio francese e allo stesso tempo compie operazioni all'estero, Ruhrgas, che ha rafforzato i suoi legami con Gazprom entrando nel suo azionariato (4 per cento), e la stessa Eni S.p.A., che gode di una condizione di dominanza sul proprio mercato domestico.

A logiche tradizionali sembrano fare riferimento anche due soggetti esterni all'Unione: Gazprom e Sonatrach. Il primo, pur nelle attuali difficoltà finanziarie (ha annunciato per il 1998 forti perdite, ammettendo l'insolvenza di numerosi clienti nel mercato interno), dimostra grande interesse al mercato sia con le iniziative citate in precedenza, sia con altre opere e attività quali la costruzione del gasdotto Jamal, gli accordi finanziari e industriali con Shell (emissione di obbligazioni convertibili, sfruttamento congiunto di alcuni grandi giacimenti, iniziale partecipazione a Blue Stream, alleanza per l'acquisizione di Rosneft) e la partecipazione azionaria in Interconnector. Il secondo sta ampliando il suo portafoglio clienti, con forniture via gasdotto e via nave, e ha formato una *joint venture* con BP-Amoco per lo sfruttamento del giacimento di In Salah (subentrata a Sonatrach nella fornitura all'Enel S.p.A. per 4 Gmc/a e accordatasi con Edison S.p.A. per la fornitura di altri 4 Gmc/a). Da questi due soggetti proviene quasi il 30 per cento del gas consumato nell'Unione europea e quasi il 70 per cento di quello consumato in Italia.

Altri soggetti hanno compiuto interamente il processo verso la liberalizzazione. Sono principalmente le *public companies* britanniche (Transco, Centrica), emulate in varia misura da alcuni operatori di minore dimensione ma dotati di forte dinamismo (come Edison S.p.A. in Italia e Wingas in Germania), che contendono ai soggetti tradizionali quote sui mercati nazionali pur seguendo politiche di alleanza (come Edison S.p.A. con Promgas per la nuova fornitura dalla Russia). Vi si affiancano nuovi entranti, talora di notevoli dimensioni e con grande esperienza, maturata inizialmente negli Usa e successivamente applicata nel Regno Unito, quali Enron, che negli Usa è il massimo *marketer* di gas naturale e di energia elettrica.

Le majors petrolifere

Un forte interesse per il mercato del gas naturale mostrano anche le grandi imprese operanti nella petrolchimica. Per questi soggetti il gas sta diventando il terreno preferenziale dove applicare competenze già sperimentate nel settore di origine. Influiscono sul comportamento delle majors petrolifere sia il desiderio di cogliere le opportunità offerta dalla convergenza in atto fra gas e generazione elettrica, sia soprattutto la spinta alla concentrazione in atto dal 1999 in risposta all'iniziale calo dei prezzi del greggio ma indotta da più generali considerazioni di ricerca di efficienza e redditività.

Shell è titolare del 20 per cento della produzione europea di gas naturale e si sta proiettando con decisione verso i paesi in transizione, attraverso la compartecipazione alla realizzazione di gasdotti in Ucraina, l'alleanza industriale e finanziaria con Gazprom e la partecipazione al progetto di GNL Sakhalin II (partecipa inoltre al progetto del gasdotto transcaspico TCGP, rivale di Blue Stream). È presente in numerose imprese e pipelines europee, non ultime quelle del mare del Nord. Partecipa a numerosi progetti di GNL, in tutto il mondo, fra i quali Oman LNG, e NLNG che rifornisce Enel S.p.A. dalla Nigeria.

BP-Amoco è titolare di una quota non grande (5 per cento) del gas naturale prodotto in Europa; ha però stretto accordi con Sonatrach (joint venture In Salah che rifornisce Enel S.p.A. e rifornirà Edison S.p.A.) ed è presente in alcuni progetti di GNL, per esempio in Abu Dhabi (Adgas, con il 10 per cento) e in Trinidad (Atlantic LNG, con il 34 per cento).

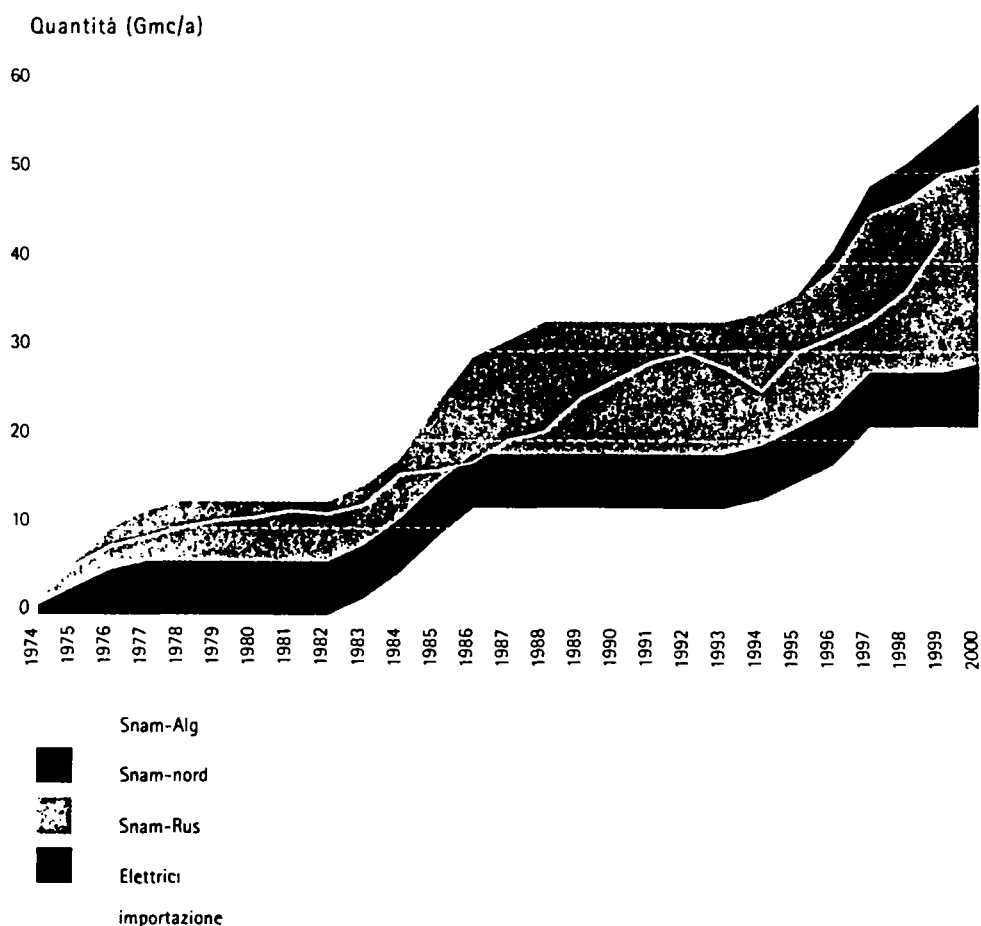
Exxon-Mobil è titolare del 25 per cento della produzione europea di gas naturale ed è presente in numerose imprese e pipelines (Ruhrgas, Thyssengas, BEB, NAM, Gasunie). Diversamente dalle altre due majors, non ha stretto accordi strategici con Gazprom o Sonatrach ed è scarsamente presente nel settore del GNL (solo in Qatar).

Nel settore della generazione termoelettrica sono presenti principalmente Shell (al 50 per cento in InterGen che ha oltre 2.000 MW in esercizio e altri 7.100 MW in progetto) e Exxon-Mobil (al 100 per cento in Exxon Power e al 40 per cento in Duke Energy corrispondente complessivamente a 25.000 MW in esercizio). Anche Eni S.p.A. ha deciso di entrare nel settore termoelettrico, formando Enipower che dispone già di una significativa capacità di generare.

Le prospettive per l'Italia

Per l'Italia si prospetta una consistente crescita dell'offerta, necessaria ad accompagnare l'aumento previsto per la domanda, e un rilevante aumento nella varietà delle fonti. L'evoluzione dell'offerta riguarderà principalmente i contratti di importazione (Fig. 3.4), mentre la produzione nazionale non dovrebbe presentare mutamenti di rilievo.

FIG 3.4 FLUSSI DI IMPORTAZIONE



Fonte: Elaborazioni su bilanci Snam S.p.A.

Per tradursi in realtà, gli sviluppi che si delineano richiedono una riorganizzazione delle infrastrutture. In Italia il sistema di trasporto a scala nazionale non è interamente distinto dal sistema a scala regionale e non dispone ancora della dotazione completa di telemisura che consentirebbe la gestione separata del servizio (tramite il controllo del bilanciamento giornaliero). Questa carenza rende più difficile la realizzazione di un *National Balancing Point* analogo a quello operante nel Regno Unito e la costituzione di un moderno meccanismo di bilanciamento. Almeno in un primo periodo, l'interscambio fra gli operatori potrebbe quindi avvenire in luoghi fisicamente individuati, sul modello degli *hubs* o dei *market centers* nordamericani.

I collegamenti con il Nord Europa

L'Italia è collegata al Nord Europa con un unico gasdotto, Transitgas, che, dopo i potenziamenti in corso, sarà in grado di trasportare 18 Gmc all'anno. L'infrastruttura attraversa la Svizzera e si collega alla rete tedesca (metanodotto TENP) e a quella francese di GdF. Esistono altri due oleodotti, costruiti per alimentare le raffinerie tedesche con greggio sbarcato a Genova e a Trieste: il TAL (Trans Austria Leitung) parte da Trieste e raggiunge Ingolstadt, attraversando Austria e Svizzera; l'oleodotto dell'Europa Centrale parte da Genova e raggiunge anch'esso Ingolstadt, attraversando la Svizzera. Nel 1997, a causa della scadenza dei contratti di trasporto, è stato fermato nel tratto pedemontano e alpino e ne è stata considerata la conversione a gasdotto, verosimilmente con un incremento del diametro della condotta nei tratti più praticabili.

Un ulteriore vincolo rispetto alle esigenze degli operatori è dato dalla scarsità della capacità di trasporto, sia sul territorio italiano, sia nei metanodotti di importazione (tra l'altro, la pressione massima di esercizio è ancora limitata a 70 o a 75 bar, mentre nel Regno Unito sono già in esercizio tratti a 85 bar).

Nella prospettiva di un sistema europeo integrato del gas naturale, i mercati esteri potrebbero rappresentare opportunità di sbocco alternative al gas contrattato da Snam S.p.A. e destinato al mercato italiano. Da questo punto di vista, il mercato tedesco offre interessanti occasioni di ingresso, posto che le clausole di esclusiva territoriale che circoscrivono la destinazione a un unico mercato appaiono in contrasto con l'art. 81 del Trattato di Roma. Snam S.p.A. è ben posizionata per poter trarne vantaggio, in quanto due dei suoi principali flussi d'importazione (dall'Olanda e dalla Russia) attraversano il territorio tedesco (metanodotto TENP) o lo possono raggiungere facilmente (metanodotto WAG, attraverso l'Austria) per offrire una fornitura concorrenziale.

Anche il mutamento del carattere dell'offerta di Gasunie in Olanda, da fornitore di base a fornitore di modulazione, potrebbe offrire opportunità di inserimento nel breve e medio periodo a nuovi operatori che dispongano di adeguata flessibilità nella ricezione (stoccaggio, modulazione dei prelievi) per sfruttare la capacità delle nuove infrastrutture di trasporto quando disponibili.

Il differente stadio di sviluppo del mercato francese rispetto a quello italiano può costituire invece una valida opportunità di crescita per GdF o altri operatori francesi. GdF ha concluso con Snam S.p.A. un accordo di vettoriaamento di parte del gas importato dalla Norvegia, analogo a quello stipulato con l'Enel S.p.A. per il gas nigeriano. La domanda di gas naturale per uso termoelettrico in Italia è molto più sostenuta e diversificata di quella francese, dove la conferma della scelta nucleare e la permanenza di EdF come operatore pubblico integrato frenano le possibilità di espansione dei consumi di gas sul mercato interno.

Caratteristiche della distribuzione secondaria in Italia

Nel 1998 il sistema distributivo delle aziende locali ha erogato un volume pari a 30 miliardi di mc, di cui circa 5,4 miliardi per usi in deroga (che comprendono le forniture alle industrie con consumi superiori a 200 mila metri cubi anno, le forniture agli ospedali con consumi superiori a 300 mila metri cubi anno ed eventuali forniture a cogeneratori) e circa 91 milioni di metri cubi anno di gas comprendente il gas petrolifero liquefatto, gas da carro bombolaio e gas manifatturato.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La quota di consumo più rilevante (compresi gli usi in deroga e gli altri gas), di poco superiore al 72 per cento, riguarda le regioni settentrionali dove le vendite complessive ammontano a 21,7 miliardi di mc. I restanti 8,3 miliardi di mc sono venduti nelle regioni centro-meridionali con quote rispettivamente pari al 18 e al 10 per cento sul totale del gas venduto in Italia.

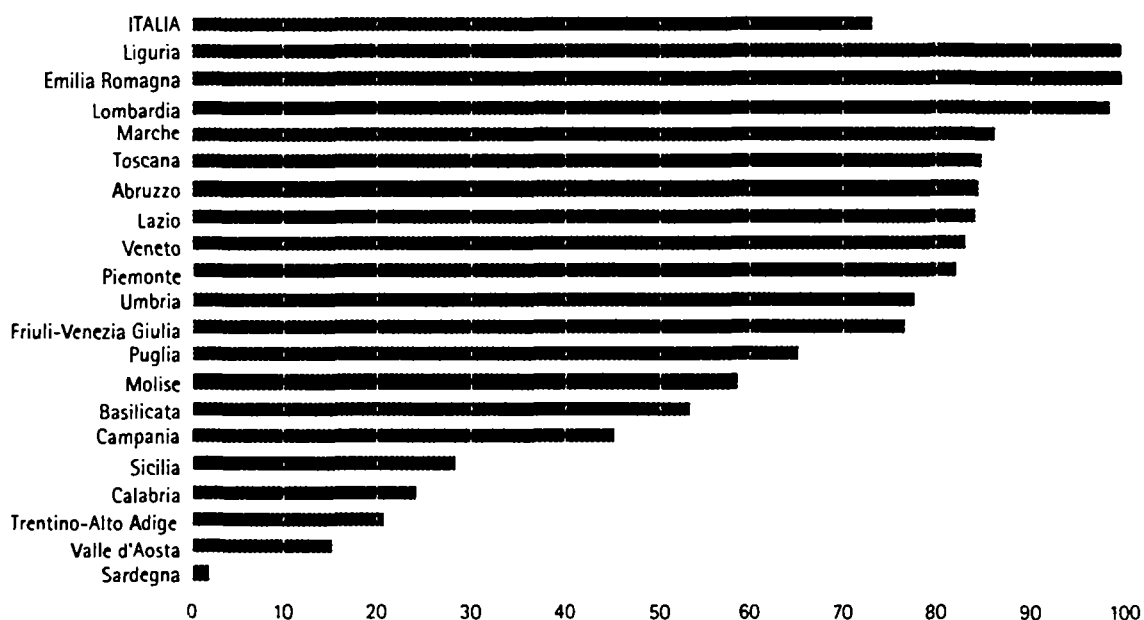
Come per la quantità vendute, anche sotto il profilo del numero di utenti serviti i valori più elevati si registrano al nord: a fronte di 9,7 milioni di utenti nelle regioni settentrionali, gli utilizzatori di gas sono di 3,6 milioni in quelle centrali e di 2,9 milioni in quelle meridionali (Tav. 3.12).

TAV 3.12 DISTRIBUZIONE DEL GAS A MEZZO RETI LOCALI PER REGIONE

REGIONI	N. DI COMUNI	TOTALE RETE km	TOTALE UTENTI migliaia	DI CUI IN DEROGA numero	DI CUI GPL E AL migliaia	TOTALE VOLUMI milioni mc	DI CUI IN DEROGA milioni mc	DI CUI GPL E AL milioni mc
PIEMONTE	1025	19.378	1.577	723	3,16	3.744	875	1,29
VALLE D'AOSTA	16	260	9	5	0	22	3	0,00
LOMBARDIA	1360	38.521	3.663	1.873	34,66	7.973	1.451	45,76
TRENTINO-ALTO ADIGE	120	2.686	160	81	3,69	461	94	16,21
VENETO	525	24.403	1.449	969	0	3.663	760	0,00
FRIULI-VENEZIA GIULIA	182	5.975	394	163	0,80	757	125	0,40
LIGURIA	172	4.767	24	90	6,14	868	126	1,85
EMILIA-ROMAGNA	341	23.449	1.714	920	6,70	4.223	800	3,47
TOSCANA	262	12.044	1.146	467	10,61	2.144	424	3,45
UMBRIA	82	4.043	244	104	0,47	445	117	0,08
MARCHE	212	6.502	463	193	2,2	30	155	1,71
LAZIO	237	10.355	1.666	168	1,70	1.875	149	0,30
ABRUZZO	197	5.449	399	100	2,27	615	76	0,39
MOLISE	74	1.027	82	9	0,20	119	10	0,02
CAMPANIA	228	7.208	825	127	0,19	737	127	0,04
PUGLIA	122	6.095	779	82	-	815	63	0,40
BASILICATA	69	1.246	115	14	0,66	153	14	0,04
CALABRIA	129	2.380	167	14	0,19	162	11	0,00
SICILIA	147	6.342	493	47	8,71	391	34	9,12
SARDEGNA	3	160	10	0	9,70	7	0	6,81
ITALIA	5.503	182.290	16.079	6.149	92,05	30.004	5.414	91,34

La diffusione del servizio è diseguale nelle varie aree del paese. Come si può rilevare dalla Fig. 3.5 prendendo a riferimento il numero di famiglie servite sulle famiglie totali, le regioni del centro-nord, fatta eccezione per il Trentino-Alto Adige e la Val d'Aosta, caratterizzate dalla montuosità del territorio e dalla forte dispersione abitativa, si evidenzia una penetrazione del gas naturale decrescente spostandosi dalle regioni settentrionali verso quelle del Mezzogiorno.

FIG 3.5 GRADO DI METANIZZAZIONE PER REGIONE: FAMIGLIE SERVITE/FAMIGLIE TOTALI
Anno 1998, rapporto percentuale



Ad esclusione della Sardegna, in cui non è ancora stato avviato il programma di metanizzazione e le reti realizzate riguardano la distribuzione di GPL e gas manifatturato, sono in fase di realizzazione, attraverso contributi da parte dello Stato, importanti progetti di metanizzazione in alcune aree della Puglia, in Calabria e nelle zone interne della Sicilia.

Nel periodo 1995-98, i comuni serviti dal gas naturale a mezzo di reti locali sono passati da 4.932 a 5.503, gli utenti da poco meno di 14,6 milioni a 16 milioni. Attualmente esistono circa 5.750 reti locali comunali di distribuzione di gas naturale con una estensione complessiva di oltre 182.000 km: il 66 per cento localizzato nel nord, il 18 per cento nel centro ed il 16 per cento nel sud del paese. Tali reti hanno generalmente una o più connessioni dirette con la rete di trasporto ma sono solo in piccola parte interconnesse tra di loro.

Il numero di reti è maggiore dei comuni serviti in quanto all'interno di uno stesso comune possono trovarsi zone o frazioni, solitamente più isolate, servite da reti secondarie con GPL.

I comuni possono gestire il servizio di distribuzione del gas attraverso una delle forme previste dall'art. 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142, e successive modifiche:

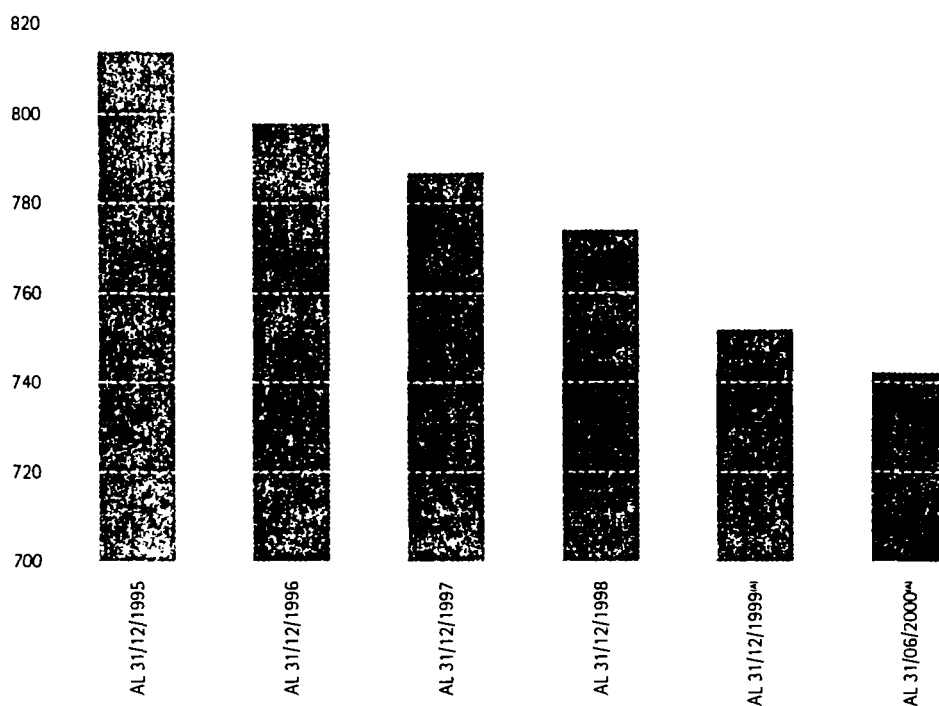
- direttamente dal comune, in economia;
- in concessione a terzi;
- a mezzo di azienda speciale e/o speciale consortile;
- a mezzo di società per azioni o a responsabilità limitata a prevalente capitale pubblico locale e, a determinate condizioni, tramite società per azioni senza il vincolo della maggioranza.

Tali modelli di gestione sono tipizzati, ossia esclusivamente indicati nel testo normativo: gli enti locali non dovrebbero perciò gestire servizi pubblici con modalità diverse. In realtà, si sono andate affermando altre forme di gestione del servizio che si collocano al di fuori di questi schemi, come ad esempio l'uso dell'autorizzazione e dell'appalto di servizio.

Rilevazioni effettuate dall'Autorità indicano che il 67 per cento delle reti locali viene gestito in regime di concessione a imprese private, il 25 per cento mediante affidamento diretto e il 7 per cento direttamente dal comune in economia. In oltre 100 reti locali la distribuzione del gas viene effettuata attraverso l'autorizzazione, l'appalto per la gestione del servizio o l'accordo con altro soggetto distributore. In termini di estensione delle tubazioni, circa il 26 per cento delle reti è di proprietà dei comuni; il 58 per cento è di proprietà delle imprese con forme di devoluzione al termine dell'affidamento ai comuni in prevalenza onerose a prezzi di stima industriale; il rimanente 16 per cento, sempre di proprietà delle imprese, è devolvibile ai comuni a titolo gratuito.

L'attività di distribuzione è caratterizzata da una notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano, sia delle loro dimensioni. Nonostante negli ultimi anni si siano fatti più intensi i processi di fusione per incorporazione di alcune aziende, con un conseguente processo di consolidamento del mercato, il numero di distributori è rimasto elevato, pari (al 30 aprile 2000) a 742 (Fig. 3.6).

FIG 36 NUMERO DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE A MEZZO DI RETI LOCALI IN ITALIA



(A) Stime.

Nel 1998, ultimo anno per il quale esistono dati statistici completi, operavano nella distribuzione urbana 774 esercenti. Le aziende che distribuivano esclusivamente GPL erano 38 mentre altre 18 distribuivano sia metano, sia GPL. In media, ciascuna azienda distributrice di gas serviva poco più di 7 comuni. Le aziende private si situavano al di sopra di questa media con 13 comuni serviti (Tav. 3.13). Pur avendo un minor numero di comuni serviti, le aziende pubbliche avevano bacini di utenza maggiori delle aziende private.

Appare evidente l'estrema frammentazione del mercato. Considerando il volume totale del gas distribuito, comprensivo anche degli usi in deroga, è possibile distinguere il mercato in quattro segmenti. In termini di concentrazione, il 62 per cento del mercato (pari alle prime due classi) è coperto da 44 soggetti esercenti mentre la rimanente quota è ripartita su 730 esercenti (Tav. 3.14).

Un quadro analogo emerge dalla ripartizione in funzione degli utenti serviti (Tav. 3.15). Le prime 21 aziende, coprendo una quota di mercato del 58 per cento, hanno una dimensione media appena inferiore ai 450.000 utenti. Questa dimensione media sottende realtà da 4,4 milioni di utenti di Italgas S.p.A. e da circa 100.000 utenti, tipica di numerose aziende pubbliche presenti in questa fascia.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.13 STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER TIPOLOGIA DI ESERCENTE

Anno 1998

TIPOLOGIA	N. AZIENDE	COMUNI SERVITI	UTENTI TOTALI migliaia	DI CUI DEROGHE	VOLUMI TOTALI milioni mc	DI CUI DEROGHE milioni mc	RETE TOTALE km
DIRETTA DAL COMUNE	308	1	1.016	497	2.235	349	13.173
AZIENDE PRIVATE	338	13	10.078	3.589	17.510	3.153	120.109
SPECIALI E/O CONSORTILI E MUNICIPALIZZATE NON ANCORA ADEGUATE	83	6	2.481	1.201	5.539	1.145	28.331
AZIENDE A PARTECIPAZIONE PUBBLICA LOCALE	45	9	2.504	862	4.780	767	20.678
TOTALE	774	7	16.079	6.148	30.004	5.414	182.290

TAV. 3.14 STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER VOLUMI CONSUMATI

Anno 1998; Mmc

DIMENSIONE DEI DISTRIBUTORI	UTENTI migliaia	VOLUME TOTALE DISTRIBUITO milioni mc	VOLUME TOTALE DISTRIBUITO in %	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA milioni mc
>1000	5.195	8.265	27	2	4.132
100-1000	5.549	10.500	35	42	250
10-100	4.620	9.889	33	315	31
<10	775	1.411	5	415	3
TOTALE	16.079	30.004	100	774	39

TAV. 3.15 STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER DIMENSIONE DEI SOGGETTI

Anno 1998; N. di utenti

DIMENSIONE DISTRIBUTORI	VOLUME TOTALE milioni mc	UTENTI migliaia	TOTALE UTENTI %	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA milioni mc
>500.000	9.644	6.520	40	4	1.630
100.000-500.000	5.664	2.921	18	17	172
50.000-100.000	3.287	1.652	10	24	69
10.000-50.000	7.402	3.340	21	162	21
<10.000	4.067	1.706	11	567	3
TOTALE	30.064	16.139	100	774	21

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

Lo stato della qualità del servizio

All'inizio del 1999 l'Autorità ha verificato l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio gas e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio per il 1998. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità. L'Autorità ha effettuato controlli a campione sui dati messi a disposizione dagli esercenti.

Attuazione della Carta dei servizi

Al 31 dicembre 1998 nel servizio di distribuzione del gas operavano circa 770 soggetti esercenti, suddivisi in:

- grandi esercenti, con un numero di utenti maggiore di 100.000;
- medi esercenti, con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000;
- piccoli esercenti, con un numero di utenti minore di 10.000.

I grandi esercenti servono il 58 per cento dell'utenza, i medi e i piccoli esercenti servono rispettivamente il 31 per cento e il 11 per cento dell'utenza.

L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi e ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato tale Carta è aumentato costantemente, avendo raggiunto al 31 dicembre le 531 unità nel 1998 (30 in più dell'anno precedente); gli utenti del servizio gas tutelati da una Carta dei servizi sono 14,9 milioni, pari a circa il 94 per cento dell'utenza.

Verifica del rispetto degli standard specifici delle Carte dei servizi

Gli standard di qualità indicati dagli esercenti nelle Carte dei servizi si suddividono in standard specifici e standard generali:

- gli *standard specifici* si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente in termini di tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente (tra cui esecuzione di allacciamenti, attivazione della fornitura, riattivazione per subentro, risposta a reclami, rettifiche di fatturazione, pronto intervento);
- gli *standard generali* si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti; riguardano alcuni aspetti della sicurezza del servizio di fornitura, come la percentuale di rete sottoposta a ispezione in bassa e media pressione.

La verifica del rispetto degli standard specifici consiste nella rilevazione, da parte dell'esercente, dei tempi effettivamente impiegati per ciascuna prestazione richiesta dagli utenti e nel confronto di tali tempi con gli standard dichiarati. Ove il confronto evidenzia tempi superiori agli standard, l'esercente deve identificarne le cause.

L'Autorità controlla che gli esercenti dichiarino i propri standard specifici nelle Carte dei servizi e ne verifichino il rispetto; inoltre, l'Autorità controlla che gli esercenti rilevino i livelli effettivi di sicurezza e di continuità del servizio. L'indagine dell'Autorità, i cui risultati sono stati pubblicati in un *Quaderno* della collana *Documenti*, conferma per il 1998 quanto rilevato per il 1997:

- gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono rimasti pressoché invariati rispetto al 1997;
- gli standard sono piuttosto differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti, sia per i medi che per i piccoli esercenti dove questo fenomeno è più accentuato (Tav. 3.16, Tav. 3.17 e Tav. 3.18 nelle colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono piuttosto contenute per tutte le prestazioni sia per i grandi, sia per i medi, sia per i piccoli esercenti (con l'eccezione delle risposte ai reclami e a richieste scritte);
- la media dei livelli effettivi è molto lontana dagli standard 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 preventivi, esecuzione di impianti completi, attivazione e disattivazione della fornitura; circa il 50 per cento dei medi esercenti ha verificato il rispetto di questi standard, mentre la quota scende al 30 per cento per i piccoli esercenti.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 3 16 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	144.451	20,8	10	60	2,4	2,2	8,9	8,1
ALLACCIAMENTI AEREI	53.057	24,3	10	60	2,0	3,0	15,9	10,8
IMPIANTI COMPLETI	42.510	41,1	15	90	2,0	3,6	30,1	22
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	484.383	7,5	4	15	1,2	0,8	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	131.468	7,4	3	10	0,5	0,7	4,0	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.811	26,5	15	30	2,1	4,8	15,1	12,7
RISPOSTA A RECLAMI	12.200	24,2	20	30	10,1	5,3	18,1	7,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	133.355	10,0	7	80	1,6	0,3	7,0	2,4
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	4.485	2,5	1	15	0,0	0,0	1,1	1,1
VERIFICA MISURATORI	6.670	8,1	5	20	0,5	1,7	5,2	4,6
VERIFICA PRESSIONE	932	3,9	1	20	0,0	0,7	4,1	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE (G)	24.026	10,1	6	48	0,3	0,0	5,3	1,7
PRONTO INTERVENTO (H)	82.331	62,3	30	120	3,9	4,5	66,3	25,0

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) 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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3 17 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	97.241	23,4	3	60	1,2	0,9	13,1	11,1
ALLACCIAMENTI AEREI	34.320	33,5	6	90	1,3	0,8	22,3	18,9
IMPIANTI COMPLETI	54.701	45,6	4	90	2,5	1,9	28,8	26,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	179.997	7,2	1	20	0,6	0,9	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	119.707	6,0	2	30	1,2	0,8	3,6	3,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	9.577	26,6	7	45	0,6	3,9	16,3	18,1
RISPOSTA A RECLAMI	4.687	27,4	10	45	2,8	3,3	24,5	18,0
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	27.849	26,8	2	60	4,4	2,5	8,8	18,1
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	9.313	3,4	1	15	0,2	0,0	1,4	1,4
VERIFICA MISURATORI	4.170	11,2	1	90	4,2	7,4	8,6	10,9
VERIFICA PRESSIONE	1.960	4,8	1	20	1,9	1,1	3,7	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE (G)	4.119	21,2	1	48	5,4	0,4	9,4	7,6
PRONTO INTERVENTO (H)	27.902	71,5	20	240	0,4	2,9	41,6	43,7

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) 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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.18 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	35.883	20,3	1	50	1,4	0,8	6,7	9,0
ALLACCIAMENTI AEREI	20.317	22,8	1	60	0,6	1,6	15,3	14,1
IMPIANTI COMPLETI	28.297	40,2	1	90	1,1	1,9	27,3	24,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	52.949	8,6	1	61	0,5	0,3	3,5	8,0
DISATTIVAZIONI	32.907	6,2	1	60	0,6	0,5	2,9	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	1.918	26,6	2	60	1,5	0,5	15,7	14,8
RISPOSTA A RECLAMI	1.146	23,8	1	60	0,6	1,4	9,5	14,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.469	13,5	1	90	0,4	0,2	5,6	6,6
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	2.732	4,6	1	30	0,0	0,0	2,1	1,5
VERIFICA MISURATORI	2.261	10,6	1	60	1,4	0,8	4,6	3,5
VERIFICA PRESSIONE	1.383	5,6	1	50	0,1	0,3	2,4	2,7
SOSPENSIONI PROGRAMMATE (G)	579	12,6	1	48	2,1	0,7	4,3	4,3
PRONTO INTERVENTO (H)	8.351	55,5	20	180	1,2	0,6	29,4	29,6

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) 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.

Per la prima volta sono stati esaminati i tempi medi effettivi per l'esecuzione delle prestazioni richieste degli utenti nei capoluoghi di regione, una realtà assai articolata: 6 capoluoghi sono gestiti da Italgas S.p.A., 7 da aziende pubbliche e 3 da esercenti privati.

Con riferimento alle prestazioni maggiormente richieste dagli utenti, per la preventivazione i tempi oscillano da un minimo di 4,3 giorni per Potenza ad un massimo di 24 giorni per L'Aquila; per gli impianti completi da un minimo di 10,5 giorni di Genova (dato comprensivo degli allacciamenti aerei) ad un massimo di 45 giorni per L'Aquila; per l'attivazione della fornitura, da un minimo di 1,5 giorni a Potenza e a Campobasso a un massimo di 14,4 giorni per Firenze; per la disattivazione della fornitura da un minimo di 2 giorni per Ancona e per Trento ad un massimo di 5 giorni per Trieste (Tav. 3.19).

TAV. 3.19 TEMPI MEDI EFFETTIVI PER PRESTAZIONI SU RICHIESTA DEGLI UTENTI NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE

CAPOLUOGHI DI REGIONE	PREVENTIVAZIONE	IMPIANTI COMPLETI	ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	DISATTIVAZIONI
ANCONA	9	n.d.	2	2
AOSTA	4,4	24,2	2,4	n.d.
BARI	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
BOLOGNA	6,3	14,4	4	4
CAMPOBASSO	7,4	14,6	1,5	n.d.
FIRENZE	9,8	19,5	14,4	n.d.
GENOVA	9,8	10,5(A)	3,5	3,4
L'AQUILA	24	45	10	4
MILANO	18,4	...	5,4	4,7
NAPOLI	7	17,4	3,8	n.d.
PALERMO	12,7	38,1	2,5	2,5
PERUGIA	13	25	5	4
POTENZA	4,3	11,3	1,5	n.d.
ROMA	7	20	2	n.d.
TORINO	7	26	5	n.d.
TRENTO	21	22,3	4	2
TRIESTE	14	16	7	5
VENEZIA	6,1	14,1	2,2	n.d.

(A) Comprende gli allacciamenti aerei.

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

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici soggetti a rimborso, da parte degli esercenti in caso di mancato rispetto per cause non imputabili all'utente o a terzi.

Gli esercenti possono scegliere quali indicatori di qualità assoggettare a rimborso, l'entità dei rimborsi e le relative procedure: gli indicatori di qualità interessati sono molto diversi da esercente ad esercente (alcuni dei quali hanno previsto indicatori di qualità non inseriti nello schema di riferimento della Carta dei servizi). Solo Italgas S.p.A., Napoletana Gas, Società Gas Rimini ed alcuni altri esercenti medi e piccoli hanno adottato procedure di rimborso automatico.

Confrontando il numero totale dei rimborsi concessi con il numero dei rimborsi erogati automaticamente, risulta evidente che questi ultimi sono la quasi totalità e che quindi l'efficacia della tutela è molto ridotta se l'ottenimento dell'indennizzo dipende dalla richiesta dell'utente (Tav. 3.20).

TAV. 3.20 RIMBORSI AGLI UTENTI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI

Anno 1998

CASI	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	8.814	2.880	672	12.366
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEGLI UTENTI	8	18	93	119
NUMERO DI RIMBORSI: CONCESSI	573	115	19	707
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	566	98	14	678
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	36,1	8,6	6,7	51,4

(A) Esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

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

Dal confronto con l'anno precedente risulta evidente che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo sono diminuiti nel 1998 (Tav. 3.21). La riduzione potrebbe riflettere sia il progressivo miglioramento del servizio fornito dagli esercenti, dopo iniziali difficoltà a rispettare gli standard nei primi anni di applicazione della Carta dei servizi, sia l'effetto dei controlli da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati, che potrebbe aver stimolato autonomamente un miglioramento delle qualità del servizio.

Per quanto riguarda i piccoli esercenti, l'aumento di casi fuori standard è principalmente dovuto al maggior numero di esercenti che ha provveduto a verificare il rispetto degli standard dichiarati nella Carta dei servizi ed a evidenziare i casi di mancato rispetto.

TAV. 3.21 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
NEL 1997	10.707	3.172	386	14.265
NEL 1998	8.814	2.880	672	12.366

(A) Esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

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

La sicurezza del servizio

Gli aspetti della sicurezza presi in esame dall'indagine sulla qualità del servizio gas sono stati l'ispezione della rete per l'individuazione di dispersioni, l'odorizzazione del gas distribuito e il pronto intervento da parte dell'esercente su chiamata di terzi. L'indagine ha inoltre esaminato anche aspetti di continuità, quali il telecontrollo dei punti di alimentazione delle reti e dei gruppi di riduzione finale.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Ispezione della rete
ai fini dell'individuazione
delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca delle fughe è uno dei più importanti aspetti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. La percentuale di rete controllata in bassa e in media pressione nel 1998 è stata del 32 per cento e del 51 per cento, rispettivamente; la percentuale di rete controllata risulta superiore per i grandi esercenti (37 per cento per la rete di bassa pressione e 70 per cento per la rete di media) rispetto a quella dei medi e dei piccoli esercenti (Tav. 3.22 e Tav. 3.23).

TAV 3.22 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ UTENTE IN KM	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA 1997	% DI RETE CONTROLLATA 1998	% DI RETE CONTROLLATA
GRANDI (A)	9.354.510	53.042	5,7	19.820	37	37
MEDI (B)	4.374.793	39.892	9,1	9.978	22	25
PICCOLI (C)	1.405.178	15.956	11,4	5.302	24	33
TOTALE	15.134.481	108.890	7,2	35.099	30	32

(A) Esercenti: esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1997 rapportati al numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

TAV 3.23 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ UTENTE IN KM	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA 1997	% DI RETE CONTROLLATA 1998	% DI RETE CONTROLLATA
GRANDI (A)	9.354.510	29.300	3,1	20.428	68	70
MEDI (B)	4.374.793	20.937	4,8	6.169	32	29
PICCOLI (C)	1.405.178	9.356	6,7	3.518	21	38
TOTALE	15.134.481	59.593	3,9	30.114	50	51

(A) Esercenti: esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1997 rapportati al numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I dati dichiarati dai grandi esercenti hanno consentito di rilevare che, mediamente, la quota di rete in bassa pressione ispezionata nel 1998 è aumentata del 2 per cento rispetto all'anno precedente; l'aumento è dell'1 per cento per la rete in media pressione.

Nel 1998, a fronte di una tendenza da parte dei grandi esercenti a convergere verso i valori medi di settore registrati nel 1997, si riscontrano due comportamenti tipici. Alcuni esercenti ispezionano con frequenza annuale tutta la rete, specialmente di media ma anche di bassa pressione; altri ispezionano piccole percentuali di rete, probabilmente seguendo una logica di intervento su segnalazione di fuga da parte di personale o di terzi, o mirando a verificare i tratti maggiormente a rischio.

Odorizzazione del gas

L'odorizzazione del gas, resa obbligatoria dalla legge 6 dicembre 1971, n. 1083, serve a garantire l'uso del gas da parte degli utenti in condizioni di sicurezza. La presenza dell'odorizzante consente di avvertire la dispersione di gas prima che la concentrazione del gas nell'ambiente raggiunga livelli di pericolosità. L'adeguata odorizzazione rappresenta il presupposto di pronte segnalazioni da parte di terzi all'esercente di dispersioni sulla rete o sugli impianti di derivazione di utenza fino al misuratore, di situazioni di pericolo all'interno delle abitazioni.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM. Il THT (componente principale *tetraidrotiofene*) e il TBM (componente principale *terzbutilmercaptano*) sono i due tipi di odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire odore al gas distribuito.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.24 ODORIZZAZIONE DEL GAS: GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTI	UTENTI (A)	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZ- ZAZIONE	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO mg/mc
ITALGAS S.P.A.	688.817	1.178.788.817	THT+TBM	37.156	31,5
ITALGAS S.P.A.	3.455.082	5.501.346.134	THT	199.061	36,2
ITALGAS S.P.A.	204.143	267.797.876	TBM	5.793	21,6
AEM S.P.A. - MILANO	791.595	939.719.376	TBM	17.587	18,7
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	1.341.887.925	TBM	24.794	18,5
NAPOLETANA GAS	533.457	410.602.069	THT	15.590	38,0
SEABO - BOLOGNA	340.361	754.256.308	THT	28.654	38,0
AMGA - GENOVA	313.818	375.878.779	THT	12.030	32,0
FIorentina GAS	290.832	524.070.000	THT	27.640	52,7
ITALCOGIM	286.797	388.707.145	TBM	4.567	11,7
ACAG - REGGIO EMILIA	167.716	465.717.183	THT	10.525	22,6
SICILIANA GAS	156.761	131.593.572	TBM	2.650	20,1
ASM - BRESCIA	145.850	312.823.453	THT	10.453	33,4
SOGEGAS	138.425	287.958.976	TBM	2.367	8,2
CONSIAG - PRATO	136.735	322.864.000	THT	10.844	33,6
AGES - PISA	130.557	265.661.606	THT	6.660	25,1
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	260.312.500	TBM	4.380	16,8
AGSM - VERONA	120.116	307.034.251	TBM	5.351	17,4
AMAG - PADOVA	119.482	293.328.748	THT	11.160	38,0
AMPS - PARMA	118.530	279.353.460	THT	7.800	27,9
ASCO PIAVE	114.428	347.002.621	THT	7.008	20,2
ACEGAS - TRIESTE	111.419	142.672.090	THT	5.300	37,1
AMG - PALERMO	101.023	38.744.342	TBM	572	14,8

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I dati dichiarati dai grandi esercenti evidenziano un grado di odorizzazione medio del gas complessivamente adeguato (Tav. 3.24). Le verifiche effettuate a campione dall'Autorità presso gli esercenti confermano che i dati dichiarati risentono di diverse modalità di controllo, specialmente per la misura del grado di odorizzazione del gas in rete, e di una registrazione e archiviazione dell'esito di tali controlli non sempre adeguata. Tale diversità di comportamenti deriva dall'assenza di una normativa tecnica che disciplini in modo univoco le modalità di verifica dell'odorizzazione.

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. Il tempo medio di arrivo per pronto intervento è pari a 25 minuti per i grandi esercenti, 43,7 minuti per i medi e 29,6 minuti per i piccoli esercenti.

L'indagine dell'Autorità ha evidenziato che per il 1998 il valore medio della frequenza delle chiamate per i grandi esercenti era pari a 8,8 chiamate di pronto intervento ogni 1.000 utenti serviti, con una accentuata variabilità tra gli esercenti (Tav. 3.25). La differenza può riflettere diverse definizioni di casi di pronto intervento, soluzioni impiantistiche differenti o diverse condizioni degli impianti derivanti da una maggiore o minore frequenza dell'ispezione della rete interrata.

Telecontrollo dei punti di alimentazione delle reti e gruppi di riduzione finale

In relazione alla continuità del servizio si è esaminata la diffusione tra gli esercenti del telecontrollo dei punti di alimentazione della rete in grado di inviare allarmi a distanza in caso di anomalie nei principali parametri di funzionamento nei punti di alimentazione. La presenza di teleallarmi che evidenzino in tempo reale eventuali valori anomali dei principali parametri di funzionamento dei punti di alimentazione (ad esempio: portata, pressione in uscita, temperatura del gas) consente di evitare che il disservizio giunga all'utente, compromettendo la continuità dell'erogazione.

Il dato è stato verificato solo per i grandi esercenti, a motivo della difficoltà di verificare l'esatta interpretazione del concetto di telecontrollo, spesso confuso con i sistemi di semplice telelettura dei volumi acquistati.

Quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto a dotare di telecontrollo i punti di alimentazione della rete; la percentuale di gas acquistato per usi civili telecontrollato è per i due terzi dei grandi esercenti pari al 100 per cento (Tav. 3.26).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 3 25 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTE	UTENTI (A)	TOTALE CASI	TOTALE/ CASI OGNI 1000 UTENTI	STANDARD giorni	% FUORI STANDARD	EFFETTIVO giorni
ITALGAS S.P.A.	4.348.042	37.285	8,6	60	2,4	16,3
AEM S.P.A. - MILANO	791.595	1.647	2,1	60	0,0	21,8
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	6.272	8,2	60	0,0	25,8
NAPOLETANA GAS	533.457	8.406	15,8	60	5,7	
SEABO - BOLOGNA	340.361	1.624	4,8		0,0	
AMGA - GENOVA	313.818	6.181	19,7		0,0	90,0
FIorentina GAS	290.832	5.723	19,7	60	23,1	58,0
ITALCOGIM	286.797	1.659	5,8	45	0,0	19,9
ACAG - REGGIO EMILIA	167.716			120		60,0
SICILIANA GAS	156.761	2.024	12,9		0,0	
ASM - BRESCIA	145.850					
SOGEGAS	138.425	1.773	12,8		0,0	27,6
CONSIAG - PRATO	136.735					
AGES - PISA	130.557	1.387	10,6		0,0	30,0
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	158	1,3		10,8	22,0
AGSM - VERONA	120.116	469	3,9		0,0	50,0
AMAG - PADOVA	119.482					
AMPS - PARMA	118.530	1.760	14,8	60	0,0	40,0
ASCO PIAVE	114.428	302	2,6	90	3,7	41,7
ACEGAS - TRIESTE	111.419	1.776	15,9	30	0,0	15,0
AMG - PALERMO	101.023	3.897	38,6	120	11,9	57,8
TOTALE	9.354.510	82.343	8,8 (B)	62,7 (B)	4,5 (B)	25 (B)

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

(B) Medi ponderali sugli esercenti che hanno misurato il dato.

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

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 3 26 TELECONTROLLO E GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA:
GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTI	UTENTI (A)	PERCENTUALE GAS TELECON- TROLLATO PER USI CIVILI	PUNTI DI ALIMENTA- ZIONE DELLA RETE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA
ITALGAS S.P.A.	4.348.042	100	531	5712	4298
AEM S.P.A. - MILANO	791.595	100	7	189	21
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	8	147	2039	
NAPOLETANA GAS	533.457	100	48	383	48
SEABO - BOLOGNA	340.361	50	48	542	239
AMGA - GENOVA	313.818	100	7	165	32
FIorentina GAS	290.832	96	28	170	50
ITALCOGIM	286.797	62	73	632	110
ACAG - REGGIO EMILIA	167.716	100	49	942	150
SICILIANA GAS	156.761	100	34	193	15
ASM - BRESCIA	145.850	100	11	178	53
SOGEGAS	138.425	71	29	471	226
CONSIAG - PRATO	136.735	100	14	148	40
AGES - PISA	130.557	71	15	361	76
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	100	17	559	315
AGSM - VERONA	120.116	100	4	142	22
AMAG - PADOVA	119.482	100	7	344	257
AMPS - PARMA	118.530		19	254	62
ASCO PIAVE	114.428	100	47	865	56
ACEGAS - TRIESTE	111.419	100	3	56	15
AMG - PALERMO	101.023	100	1	47	1

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I controlli effettuati a campione dall'Autorità hanno posto in evidenza come gli esercenti abbiano operato scelte diverse relativamente al livello di telecontrollo dei punti di alimentazione. In generale i grandi esercenti hanno preferito telecontrollare, oltre ai principali parametri di funzionamento delle cabine (portata in transito, pressione in ingresso ed in uscita, temperatura del gas), anche altri parametri che semplificano la diagnostica in caso di malfunzionamento delle apparecchiature installate.

Particolarmente critico si è rivelato il collegamento con il servizio di reperibilità: la mancanza di un adeguato addestramento del personale adibito a tale servizio, da un lato, e di normative tecniche per le modalità di intervento su chiamata dei sistemi di telecontrollo, dall'altro, non consente di garantire sempre l'immediata comprensione dell'allarme, riducendo l'efficacia del sistema di telecontrollo nei punti di alimentazione.

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. 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. In collaborazione con l'Istat è stata progettata e realizzata una sezione della cosiddetta *Indagine multiscopo sulle famiglie*, specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità (cfr. Capitolo 2 della presente *Relazione Annuale* per la fornitura di energia elettrica). L'indagine è stata realizzata con riferimenti sia al 1998, sia al 1999.

Gli obiettivi della sezione dedicata al servizio gas sono stati quelli di rilevare sistematicamente sia il gradimento degli utenti domestici per il servizio complessivo, per le principali componenti di qualità del servizio, come la stabilità della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni e la sicurezza del servizio.

Il servizio gas non è diffuso uniformemente su tutto il territorio nazionale: nel 1999 le famiglie che utilizzano gas attraverso la rete di distribuzione costituivano il 68,5 per cento del totale delle famiglie italiane; negli altri casi, il gas veniva acquistato in bombole, normalmente per uso cottura, o sfuso ed immagazzinato in un più ampio contenitore rifornito periodicamente e posto su suolo privato esterno all'abitazione. Il servizio gas a mezzo rete aveva maggiore diffusione al centro-nord rispetto al Mezzogiorno, nel quale la diffusione del servizio è cresciuta solo a partire dall'inizio degli anni ottanta (Tav. 3.27); in particolare, nelle isole il gas distribuito a mezzo rete interessava ancora una minoranza di famiglie (Sicilia: 28,6 per cento; Sardegna: 2,3 per cento).

TAV. 3.27 SERVIZIO GAS: DIFFUSIONE DEL SERVIZIO

Anno 1999; valori percentuali

REGIONI	FAMIGLIE ALLACCIATE ALLA RETE GAS (A)
PIEMONTE	77,6
VALLE D'AOSTA	18,2
LOMBARDIA	89,7
TRENTINO ALTO ADIGE	40,9
VENETO	78,7
FRIULI VENEZIA GIULIA	76,6
LIGURIA	81,2
EMILIA ROMAGNA	88,1
TOSCANA	80,3
UMBRIA	78,7
MARCHE	76,8
LAZIO	79,2
ABRUZZO	72,8
MOLISE	65,1
CAMPANIA	51,2
PUGLIA	59,7
BASILICATA	60,1
CALABRIA	29,9
SICILIA	28,6
SARDEGNA	2,3
MEDIA ITALIA	68,8

(A) Risposte affermative alla domanda "La vostra abitazione è allacciata alla rete gas?"

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Nel 1999, la possibilità di allacciarsi alla rete di distribuzione interessava la maggior parte delle famiglie residenti nei grandi centri (86,7 per cento), nei comuni con oltre 50.000 abitanti (83,3 per cento) e nei comuni della periferia di grandi aree urbane (76,7 per cento).

L'indagine sulla soddisfazione degli utenti gas si è rivolta solo le famiglie allacciate alla rete. Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio gas è complessivamente molto elevato: il 26,8 per cento si dichiara molto soddisfatto e il 68,4 per cento abbastanza soddisfatto, per un totale del 95,2 per cento di utenti complessivamente soddisfatti.

La quota di utenti insoddisfatti del servizio gas è del 4,0 per cento; diversamente dal servizio elettrico, essa non registra una precisa distribuzione tra nord e sud del paese. Inoltre alcuni dati di insoddisfazione sono concentrati in regioni a bassissima metanizzazione come la Valle d'Aosta (18,2 per cento di famiglie allacciate), e la Calabria (29,9 per cento di famiglie allacciate) (Fig. 3.5). I fattori di qualità esaminati sono stati:

- sbalzi di pressione;
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della bolletta;
- informazioni sul servizio.

Dalla Tav. 3.28 emerge che anche per il servizio gas le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sui fattori commerciali della qualità del servizio (lettura, bollettazione 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 17,3 per cento e 17,1 per cento).

Infine, è stata esaminata la percezione degli utenti sulla sicurezza del servizio per quanto riguarda sia il servizio fornito dall'azienda di distribuzione, sia 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 96 per cento degli utenti definisce molto sicuro o abbastanza sicuro il servizio fornito dall'azienda e il 95,7 per cento esprime la stessa dichiarazione per il livello di sicurezza degli impianti (Tav. 3.29).

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 3 28 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	95,2	4,0
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,2	3,7
FREQUENZA DI LETTURA	86,9	11,9
COMPRENSIBILITÀ DELLA BOLLETTA	81,5	17,3
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	81,7	17,1

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

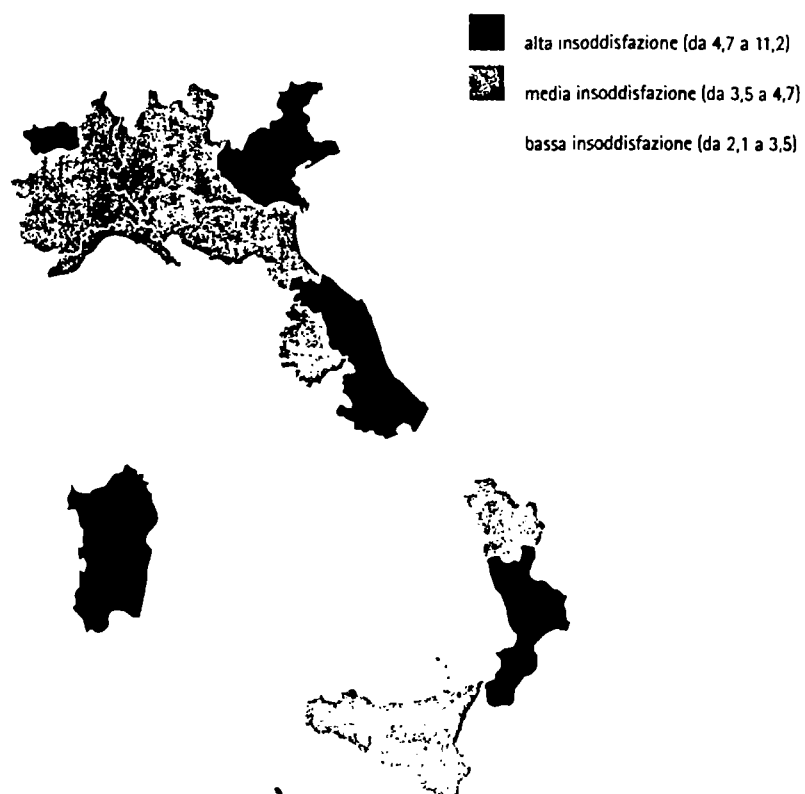
TAV 3 29 PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	96,0	2,9
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNO ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,7	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

FIG 37 GRADO DI INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO DEL GAS



4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

L'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), ha modificato in modo sostanziale il mercato dell'industria elettrica nazionale. Coerentemente con il mandato contenuto nella legge n. 481/95 che attribuisce all'Autorità compiti di promozione della concorrenza e di apertura del mercato, l'azione dell'Autorità è stata caratterizzata dall'adozione di provvedimenti tesi alla realizzazione di un'effettiva liberalizzazione del settore elettrico.

In primo luogo sono state stabilite nuove regole per disciplinare l'accesso degli operatori alla rete. Con il provvedimento 18 febbraio 1999, n. 13, l'Autorità ha infatti deciso le tariffe di vettoriamiento e fissato le modalità tecniche ed economiche per consentire ai clienti idonei di richiedere il trasporto dell'energia elettrica (l'argomento è stato ampiamente trattato nella *Relazione annuale* del 1998).

La creazione di un mercato concorrenziale presuppone che vengano separate le attività pertinenti a diversi stadi della filiera. A tal fine l'Autorità, con delibera 11 maggio 1999, n. 61, ha stabilito nuove regole per la separazione contabile e amministrativa per gli operatori elettrici e per quelli che operano congiuntamente nel settore elettrico e in altri settori. Le nuove regole si applicano altresì al Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito Grtn S.p.A.), all'Acquirente Unico e ai rivenditori di energia elettrica.

Con le delibere 26 maggio 1999, n. 78, e 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha definito le clausole minime da inserire nei contratti bilaterali e individuato le varie categorie di soggetti che hanno diritto alla qualifica di cliente idoneo. Sempre con delibera n. 91/99 è stato istituito l'elenco dei clienti idonei.

A seguito di segnalazioni presentate dai produttori di energia elettrica, in data 8 giugno 1999, con delibera n. 82, l'Autorità ha modificato il sistema dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3MW precedentemente stabilito con delibera 22 dicembre 1998, n. 162.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel giugno 1999, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha inviato all'Autorità uno schema di decreto per la determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Con delibera 24 giugno 1999, n. 86, l'Autorità, nell'esprimere il parere richiesto, ha formulato le proprie osservazioni e proposte con riferimento ai diversi articoli del citato schema di decreto. Con la delibera 16 novembre 1999, n. 157, l'Autorità ha invece fissato il finanziamento del Grtn S.p.A. Tale finanziamento non comporta aumenti della tariffa elettrica in vigore.

Sempre al fine di promuovere la concorrenza e la liberalizzazione del settore, l'Autorità, con delibera 9 novembre 1999, n. 158, ha stabilito che i contratti di durata annuale debbano contenere una clausola che contempli il riconoscimento al cliente idoneo della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso all'impresa distributrice non superiore ad un mese, nel caso in cui, anche in vigenza di contratto, il cliente abbia acquisito la qualifica di cliente idoneo.

Le regole per le importazioni di elettricità sono state definite dall'Autorità con una serie di provvedimenti (delibere 28 ottobre, 11 novembre, 3 dicembre e 16 dicembre 1999 rispettivamente n. 162, n. 172, n. 1809 e n. 182) in base ai quali vengono disciplinate le modalità e le condizioni delle importazioni, nonché le procedure che il Grtn S.p.A. deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e per la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero.

I provvedimenti più significativi adottati dall'Autorità nel corso del 1999 riguardano la riforma delle tariffe dell'energia elettrica (provvedimenti 31 dicembre 1999, n. 204 e n. 205). Tali provvedimenti hanno anche determinato una parziale modifica dei compiti della Cassa congruaglio per il settore elettrico.

Nella determinazione del nuovo regime tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato (delibera n. 204/99) l'azione dell'Autorità si è basata sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio ricevuto.

In sintesi gli aspetti principali della riforma riguardano, tra gli altri:

- la riduzione delle tipologie di utenza: si è passati da cinquantadue a nove classi tariffarie;
- la possibilità per le imprese distributrici di formulare opzioni tariffarie rispondenti alle specifiche esigenze degli utenti. Tali opzioni dovranno essere approvate dall'Autorità ed offerte senza discriminazioni a tutti li utenti della stessa tipologia di utenza;
- l'ampliamento della gamma di scelta della potenza elettrica impegnata, con l'introduzione, per l'utenza domestica, di multipli di 1,5 kW fino a 6; e di 10 kW ed oltre per multipli di 5;
- il collegamento tra i livelli tariffari e i livelli di continuità del servizio in modo tale da promuovere il miglioramento soprattutto nelle zone con livelli di qualità più bassi.

La tariffa unica nazionale è stata mantenuta pur introducendo elementi di flessibilità e imprenditorialità coerenti con il processo di graduale liberalizzazione dell'offerta di energia elettrica.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolazione dei prez-

zi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, nonché definito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti del mercato vincolato.

Nel corso del 1999 l'Autorità ha altresì svolto attività di accertamento tecnico e verifica degli impianti.

I primi provvedimenti dell'Autorità per l'anno 2000 riguardano il Grtn S.p.A.

In ottemperanza con quanto previsto all'art. 3 del dlgs. n. 79/99, con delibera 9 marzo 2000, n. 52, l'Autorità ha emanato le direttive al Grtn S.p.A. per l'adozione di regole tecniche 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 delibera 29 marzo 2000 n. 63, l'Autorità ha determinato la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale dovuto al Grtn S.p.A. per il finanziamento delle proprie attività nell'anno 2000.

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

Tariffe di cessione dell'energia elettrica e corrispettivi per il trasporto per le imprese distributrici

Coerentemente con una organizzazione verticalmente integrata delle attività della filiera elettrica, nel regime antecedente il dlgs. n. 79/99 le tariffe elettriche non evidenziavano separatamente le componenti a copertura dei costi delle attività di generazione, trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica. Ciascuna impresa produttrice-distributrice tratteneva i ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe per la fornitura del servizio elettrico, a copertura dei costi fissi di generazione, dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita. Le imprese che svolgevano la sola attività di distribuzione acquistavano energia elettrica dall'Enel S.p.A. pagando la tariffa rivenditori, a copertura dei costi fissi di generazione e di trasporto dell'energia elettrica. La copertura dei costi variabili sostenuti da parte delle imprese produttrici-distributrici per la generazione dell'energia elettrica da fonti convenzionali avveniva attraverso il meccanismo, introdotto con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, basato su contributi differenziati per la produzione da fonte termoelettrica e idroelettrica convenzionale.

Nell'assetto di mercato delineato dal dlgs. n. 79/99, le imprese distributrici:

- acquistano dall'Acquirente Unico l'energia elettrica che forniscono ai clienti vincolati a prezzi fissati dall'Acquirente Unico stesso o, in una fase iniziale, acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti di generazione e destinata al mercato vincolato;
- acquistano il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dal Grtn S.p.A. a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- acquistano, se necessario, il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di altre imprese a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti vincolati ed idonei.

Nella nuova organizzazione del settore elettrico, quindi, la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato comporta costi sostenuti direttamente dall'impresa fornitrice per le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle proprie reti di distribuzione e di vendita, nonché costi che hanno origine nelle fasi a monte del sistema elettrico (costi di acquisto e di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e, in alcuni casi, sulle reti di distribuzione). Ciò ha reso necessaria sia una revisione della regolamentazione dei rapporti tra le imprese che esercitano l'attività di distribuzione e fornitura e quelle che esercitano le attività di generazione e di trasmissione, sia una revisione dei meccanismi di trasferimento sui clienti dei costi del servizio elettrico.

Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso

Le modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato si modificheranno nel tempo in conseguenza all'attuazione del dlgs. n. 79/99, in base al quale è possibile individuare due periodi transitori, prima che si possa raggiungere l'assetto definitivo ivi previsto: un primo periodo transitorio, nel quale le imprese distributrici acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato; un secondo periodo transitorio, nel quale l'Acquirente Unico, assunta la piena funzionalità, si approvvigiona dai produttori sulla base di contratti stipulati con procedure trasparenti e non discriminatorie; quindi, un assetto a regime, quando l'Acquirente Unico si approvvigionerà di energia elettrica prevalentemente o esclusivamente attraverso il sistema delle offerte gestito dal Gestore del mercato.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolamentazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, rilevante fino all'assunzione della piena funzionalità da parte dell'Acquirente Unico.

Il prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica per la fornitura al

mercato vincolato è composto da due elementi, uno a copertura dei costi fissi di impianto differenziato per fasce orarie ed uno a copertura dei costi di combustibile.

La componente a copertura dei costi fissi è stata calcolata per l'anno 2000 in modo da consentire la copertura dei costi fissi riconosciuti per la generazione nazionale di energia elettrica da fonti idroelettriche, termoelettriche e geotermoelettriche¹, determinati sulla base della rilevazione dei costi degli operatori esistenti.

La componente a copertura dei costi variabili è pari, in ogni bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct), come definito dalla delibera dell'Autorità n. 70/97.

L'impresa distributrice che preleva l'energia elettrica direttamente dalla rete di trasmissione nazionale verserà all'Enel S.p.A. il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, per l'energia elettrica fornita ai clienti vincolati in eccesso a quella prodotta dai propri impianti di generazione e non destinata al mercato libero. L'impresa distributrice non direttamente allacciata alla rete di trasmissione nazionale pagherà al distributore dalla cui rete è effettuato il prelievo, il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione, per l'energia elettrica che non è in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato.

Al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità ha riconosciuto, con la delibera n. 205/99, per gli anni 2000 e 2001, una ulteriore componente di ricavo pari a 6 lire/kWh, in favore dei produttori di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 12 luglio 1989 n. 15, 14 novembre 1990 n. 34 e 29 aprile 1992 n. 6, degli impianti che:

- alla data del 19 febbraio 1997, erano nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici;
- alla data di entrata in vigore della stessa delibera n. 205/99 erano nella disponibilità della stessa impresa, o di una sua avente causa.

L'onere relativo a tale componente di ricavo viene posto a carico dei consumatori finali di energia elettrica attraverso una componente definita UC2 (cfr. oltre).

¹ Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Tale decisione tiene conto delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità, corrispondenti agli interessi generali del paese come indicate nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 - 2003.

Rendita idroelettrica
e *stranded cost*

L'uniformità della valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete nello stesso momento da impianti di generazione diversi è una implicazione necessaria della liberalizzazione della generazione. Coerentemente, il prezzo di cessione fissato dall'Autorità si applicherà alla cessione di energia elettrica per la fornitura del mercato vincolato prodotta da qualsiasi impianto.

Il prezzo di cessione include una componente a copertura dei costi fissi in grado di garantire tale copertura per quei costi riconosciuti per l'intero parco di generazione da fonte convenzionale e una componente a copertura dei costi variabili, tipicamente di combustibile. In assenza di ulteriori interventi si verificherebbe, rispetto al passato, una maggiore valorizzazione della generazione idroelettrica e geotermoelettrica delle imprese produttrici-distributrici². Considerazione dipendente anche dal fatto che il prezzo di cessione o di riferimento includerà una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), che invece questi impianti non sostengono e per i quali nel sistema precedente non viene riconosciuto un contributo tariffario.

Tale maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborsi tariffari non basati su maggiori costi. Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, l'Autorità:

- la transizione da un regime di fissazione amministrativa delle tariffe ad un sistema in cui il prezzo dell'energia elettrica alla generazione è determinato attraverso regole di mercato, può rendere impossibile, per le imprese produttrici-distributrici, il recupero di parte dei costi già sostenuti per lo sviluppo del parco di generazione, la cui copertura era assicurata, nel regime precedente, attraverso la tariffa;
- alle imprese produttrici-distributrici vengono altresì riconosciuti alcuni costi definiti *stranded costs*, o costi incagliati, relativi a investimenti effettuati in relazione ad impegni contrattuali assunti prima della liberalizzazione. Tali costi sono stati calcolati sulla base di quanto previsto dal decreto del

² Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, del 26 gennaio 2000, (cfr. Capitolo 2) sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico;

- con la delibera 20 settembre 1999 n. 138, ha proposto al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 3, comma 11, del dlgs. n. 79/99, di compensare la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici e non ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP n. 34/90, e n. 6/92, e successive modifiche e integrazioni, attraverso l'assoggettamento di tale energia a maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, ai sensi dell'art. 3, comma 10, del dlgs. n. 79/99, fino alla scadenza delle attuali concessioni di derivazione d'acqua per usi idroelettrici e di utilizzo delle risorse geotermiche a scopo termoelettrico;
- nella delibera n. 205/99 ha previsto il mantenimento, in via transitoria, (e fino all'emanazione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, dei decreti di cui all'art. 3 comma 11 del dlgs. n. 79/99) del regime preesistente di contribuzione ai costi variabili di generazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, basato su contributi differenziati per la produzione di energia elettrica da fonti termoelettriche e idroelettriche. In via transitoria le imprese che generano energia elettrica ricevono dalle imprese distributrici la componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di generazione e dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) il contributo a copertura dei costi variabili di generazione. Per il finanziamento di tale contributo le imprese di distribuzione continuano a versare alla CCSE il gettito della parte B delle tariffe applicate agli utenti del mercato vincolato.

Trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura ai clienti del mercato vincolato.

Rispetto al vettoriamiento dell'energia elettrica fornita a clienti del mercato libero, il trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato presenta caratteristiche diverse, che condizionano la struttura dei corrispettivi applicabili. Nel primo caso il richiedente il servizio di vettoriamiento ha la

facoltà di specificare i livelli di potenza impegnata diversi per ciascuna ora dell'anno; qualora il prelievo di potenza ecceda l'impegno, vengono aggiunte delle penalità. La struttura tariffaria applicata al vettoriamiento dell'energia elettrica destinata a un cliente del mercato libero presuppone da un lato, il controllo da parte del richiedente del servizio di vettoriamiento del proprio profilo di carico e, dall'altro, la possibilità per il prestatore del servizio di vettoriamiento di rilevare lo stesso profilo. Tale presupposto viene a mancare nel caso del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. In questo caso la rilevazione oraria del profilo di carico di ciascuno degli utenti del mercato vincolato è ingiustificata dal punto di vista dei costi e il distributore non ha alcun controllo sul profilo di prelievo dell'energia elettrica da parte degli utenti vincolati. Le imprese distributrici pagano pertanto al Grtn S.p.A., per il trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, un corrispettivo riferito alla quantità netta di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale, articolato per fasce orarie e aumentato a copertura delle perdite sulla rete di trasmissione. L'articolazione per fasce orarie del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è uguale a quella del corrispettivo di potenza, determinato con la delibera dell'Autorità, n. 13/99, applicato per il vettoriamiento su linee in alta e altissima tensione dell'energia elettrica destinata ai clienti idonei.

Le imprese distributrici connesse ad altre reti di distribuzione versano, oltre al corrispettivo per il trasporto sulla rete, un ammontare fisso applicato a ciascun punto di consegna, a copertura dei costi di vendita e di distribuzione, alle imprese alle cui reti sono connesse e un corrispettivo espresso in lire/kWh applicato alla quantità netta di energia elettrica prelevata e differenziato in funzione della tensione a cui avviene il prelievo.

Regolamentazione tariffaria del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato

Il regime tariffario in vigore nel settore elettrico prima della riforma operata dall'Autorità aveva le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal CIP nel 1953 e nel 1961, successivamente modificati, da ultimo con il provvedimento CIP 14 dicembre 1993 n. 15. Tale sistema prevedeva tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa ed era caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di classi tariffarie.

L'esigenza di una riforma del sistema tariffario per il servizio elettrico deriva da più ordini di considerazioni.

In primo luogo, il precedente sistema tariffario mal si adeguava ad una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura del mercato elettrico, così come delineato dalla Direttiva 96/92/CE attuata con il dlgs. n. 79/99. Un sistema di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette i margini di flessibilità ed imprenditorialità che sono necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio.

D'altra parte, laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza, la regolazione di tali prezzi è necessaria per prevenire l'esercizio e l'abuso di potere di mercato da parte delle imprese esercenti il servizio, a danno dei clienti. Lo sviluppo della concorrenza, in via di principio possibile nella generazione e nella vendita del servizio elettrico, richiederà tempo e cambiamenti di assetto. Le altre fasi, in primo luogo la trasmissione, avendo forti connotazioni di monopolio tecnico, difficilmente potranno essere caratterizzate, anche in prospettiva, dalla presenza di più operatori in concorrenza tra loro.

In secondo luogo, il sistema tariffario precedente alla riforma operata dall'Autorità era caratterizzato da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza. La tariffa deve invece essere il segnale del costo del servizio elettrico per ciascun consumatore.

Infine, la determinazione delle tariffe è avvenuta nel passato con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, con un criterio sostanzialmente di riconoscimento a piè di lista. La garanzia di copertura a posteriori dei costi sostenuti non fornisce adeguati incentivi per l'impresa al contenimento dei costi stessi, in quanto un loro aumento viene riflesso nelle tariffe e non dà luogo ad una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una loro riduzione non si traducono in una più elevata redditività dell'impresa, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

Nel novembre 1999, facendo seguito ai Documenti per la consultazione *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario* del 13 giugno 1997 e *Linee Guida per la regolazione delle tariffe dei servizi di vettoriale e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento* del 10 marzo 1998, l'Autorità ha sottoposto a consultazione il 27 novembre 1999 la proposta di *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati*.

Il documento riprendeva e sviluppava le proposte avanzate nei documenti precedenti, modificandole a seguito delle considerazioni sulle soluzioni proposte emerse nelle consultazioni e anche al fine di rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore determinato dal dlgs. n. 79/99.

Sulla base dei commenti e delle osservazioni ricevute al documento del novembre 1999, alla fine del mese di dicembre l'Autorità ha adottato la delibe-

ra n. 204/99 contenente la nuova *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*.

La nuova disciplina, anche coerentemente con le disposizioni e i principi generali enunciati nella legge n. 481/95 con riferimento ai profili tariffari, persegue molteplici obiettivi:

- la promozione dell'efficienza nella produzione ed erogazione del servizio elettrico, nonché nella sua fruizione da parte dell'utenza;
- la promozione della qualità del servizio elettrico;
- l'adeguata diffusione del servizio, tenendo conto del vincolo di uniformità tariffaria sul territorio nazionale;
- il rispetto delle condizioni di economicità e redditività delle imprese esercenti;
- il rispetto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore come indicati dal Governo nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000-2003;
- il finanziamento delle attività di interesse generale;
- la gradualità per gli utenti del passaggio al nuovo ordinamento tariffario.

Le tipologie di utenza

Il nuovo ordinamento tariffario prevede di essere articolato su 9 tipologie di utenza in luogo delle precedenti 52. La nuova suddivisione degli utenti si basa su tre criteri:

- il livello di tensione a cui avviene la fornitura;
- il tipo di uso, limitatamente alla distinzione tra usi domestici, illuminazione pubblica e altri usi;
- la possibilità o meno dei clienti di approvvigionarsi di energia elettrica da un distributore diverso da quello locale, secondo quanto stabilito dal dlgs. n. 79/99, limitatamente alle tipologie di utenza diverse dagli usi per illuminazione pubblica e dagli usi domestici.

I primi due criteri consentono l'individuazione di classi di utenti sufficientemente omogenee in termini di profilo e di elasticità della domanda, classificazione utile per valutare l'efficacia del meccanismo di regolamentazione tariffaria adottato, per indurre l'offerta di opzioni tariffarie che riflettano i costi del servizio e per limitare le possibilità di discriminazione di prezzo. Il terzo criterio di differenziazione è finalizzato ad evitare discriminazioni di prezzo all'interno di una stessa tipologia tra clienti vincolati e clienti potenzialmente idonei (clienti idonei ai sensi del dlgs. n. 79/99 che richiedono ai

sensi dell'art. 4, comma 3 del medesimo decreto di essere compresi nel mercato dei clienti vincolati).

Le opzioni tariffarie
e il sistema di vincoli

Le tipologie di utenza così definite contengono gruppi di clienti con esigenze differenziate. Per rispondere alle necessità dei diversi utenti e per consentire soluzioni tariffarie più adeguate ai costi imputabili ad ogni singolo utente, il nuovo ordinamento prevede che le imprese distributrici possano offrire diverse opzioni tariffarie ai clienti di una stessa tipologia.

Per opzione tariffaria si intende l'insieme di corrispettivi unitari che determina l'esborso a carico del cliente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica. Questi includono:

- i corrispettivi a copertura dei costi del servizio di fornitura dell'energia elettrica, che vengono fissati dall'impresa distributtrice nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità;
- i corrispettivi relativi alle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale e alle componenti che garantiscono la gradualità della variazione dei livelli tariffari nel passaggio al nuovo ordinamento, fissati dall'Autorità.

I costi del servizio elettrico sono costituiti dai costi di acquisto, trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

I costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale comprendono gli oneri generali afferenti al sistema elettrico così come individuati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica su proposta dell'Autorità (cfr. Capitolo 2 e Tav. 4.1), che gravano su tutti gli utenti della rete³, e i costi sostenuti nell'interesse generale, sopportati solamente dagli utenti vincolati. Questi ultimi riguardano specificatamente la copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione - che verranno esplicitati e resi operativi dall'Autorità - e la copertura degli squilibri tra il fabbisogno relativo all'erogazione dell'ulteriore componente di ricavo a favore delle imprese produttrici-distributrici per il mercato vincolato e il gettito derivante dalle maggiorazioni del corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissi-

3 Nel caso dei clienti idonei l'imposizione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico avviene mediante maggiorazioni dei corrispettivi dovuti al Grtn S.p.A. per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale. Nel caso dei clienti vincolati, che non acquistano direttamente il servizio di trasporto dell'energia elettrica, sono invece previste esplicite componenti tariffarie (indicate con la lettera A nella Tav. 4.1).

sione previsto per alcuni impianti idroelettrici.

Nell'offrire le opzioni tariffarie che ritiene più opportune, ogni impresa distributrice dovrà rispettare alcune regole, tra cui:

- le medesime opzioni tariffarie vanno offerte a condizioni non discriminatorie a tutti i clienti appartenenti ad una stessa tipologia;
- tutte le opzioni tariffarie devono corrispondere alla prestazione di un servizio con caratteristiche qualitative e condizioni di fornitura che soddisfino standard fissati dall'Autorità;
- tutte le opzioni tariffarie devono essere offerte nel rispetto del Codice di condotta commerciale presentato dagli esercenti all'Autorità entro termini prestabiliti e da questa approvato;
- l'offerta di opzioni tariffarie non può essere sospesa nel corso dell'anno né possono essere modificate le caratteristiche delle opzioni senza la preventiva autorizzazione dell'Autorità;
- l'impresa distributrice deve comunicare annualmente a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dall'opzione tariffaria applicata;
- le opzioni tariffarie offerte devono essere compatibili con il sistema di vincoli ai prezzi praticati dalle imprese distributrici per le forniture ai clienti vincolati.

Il meccanismo di regolamentazione stabilito dall'Autorità prevede un regime generale applicabile a tutte le tipologie di utenza ad eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione, per le quali è previsto un regime di maggior salvaguardia.

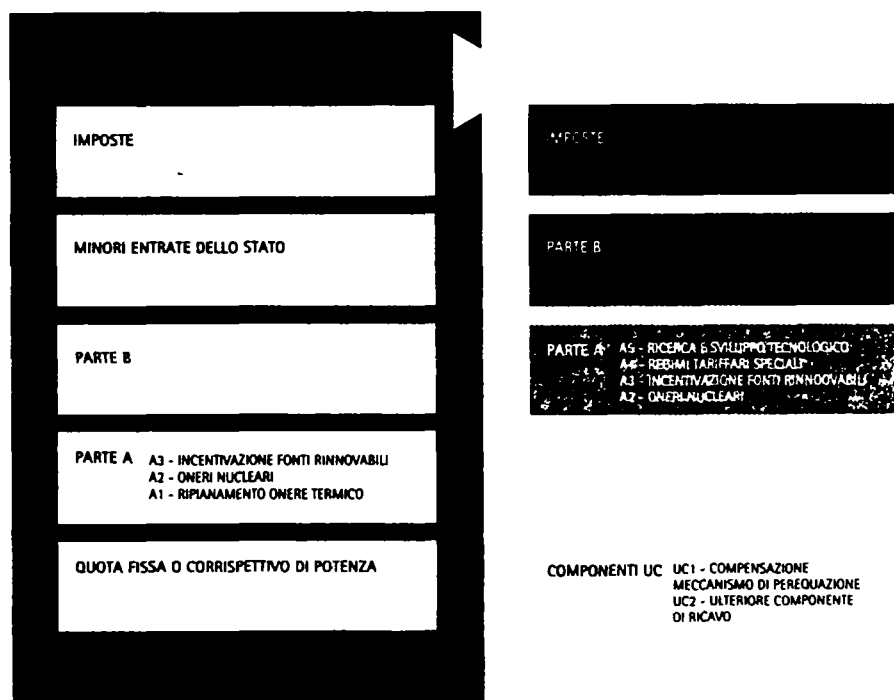
Tale meccanismo di regolamentazione è determinato in modo da assicurare alle imprese la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale, avvicinando per ogni tipologia di utenza i prezzi ai costi.

Le modalità di determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione e dell'attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono state descritte in dettaglio nei documenti di consultazione che hanno preceduto la delibera n. 204/99 e sono state modificate ed integrate alla luce delle osservazioni e dei commenti ricevuti.

Per la determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione vengono considerati i costi relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico, escludendo pertanto i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse al servizio. Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

- i costi operativi, comprensivi della quota di ammortamento delle immobiliz-

FIG 4.2 CAMBIAMENTI NELLA STRUTTURA TARIFFARIA
ALLA LUCE DELLA DELIBERA N. 204/99



TAV 4.1 ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO E COSTI SOSTENUTI
NELL'INTERESSE GENERALE

ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO

A2bis	Oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti
A3	Oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
A4	Oneri connessi al finanziamento dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa vigente a favore di specifici utenti o categorie di utenza
A5	Costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico, costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale
A6	Costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici

COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE

UC1	Ulteriore componente a compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione.
UC2	Ulteriore componente a copertura di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione

zazioni, calcolata secondo criteri economico-tecnici, e

- una congrua remunerazione del capitale investito.

Per il riconoscimento dei costi operativi l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Per il riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, assicurando alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e capitale di debito, dell'attività elettrica. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori del capitale dell'impresa, sia di rischio che di debito, una remunerazione equivalente a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Le modalità di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono tali da garantire che i parametri dei vincoli e delle tariffe applicate agli utenti domestici allacciati in bassa tensione consentano:

- la copertura dei costi riconosciuti per il servizio elettrico e,
- che a ciascuna tipologia di utenza siano attribuiti i costi che l'impresa distributrice ha dovuto sostenere per soddisfare la domanda di quella tipologia.

I parametri dei vincoli e delle tariffe sono stati costruiti considerando, quindi, la responsabilità delle tipologia di utenza nella formazione di costi. Le determinanti principali utilizzate sono:

- il profilo temporale dei consumi della tipologia, rilevante sia nella determinazione dei costi di acquisto di energia elettrica sia dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti condivise da più tipologie di utenza e dimensionate in funzione del picco di domanda aggregato;
- il livello massimo di potenza richiesto per cliente, rilevante nella determinazione dei costi del trasporto dell'energia elettrica su reti con topologia di tipo radiale e come indicatore della responsabilità nella formazione di una parte dei costi di vendita;
- il numero di clienti della tipologia di utenza, rilevante come indicatore dei costi di vendita associati a ciascun cliente, a prescindere dalle caratteristiche della domanda;
- il livello di tensione a cui i clienti sono allacciati, rilevante nella determinazione delle perdite di trasporto dell'energia elettrica e nell'identificazione delle infrastrutture utilizzate per soddisfare la domanda della tipologia.

Le differenze tra i valori che lo stesso parametro unitario del vincolo e delle tariffe assume per le diverse tipologie di utenza sono spiegate, da un lato, dalla diversa articolazione della domanda e dall'altro, da differenze nel numero degli elementi che compongono i parametri stessi. Le tipologie di utenza allacciate in alta tensione non contribuiscono, ad esempio, alla copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti a tensione inferiori. Parimenti,

ai clienti allacciati in media tensione non si applicano gli elementi dei parametri a copertura dei costi di distribuzione su reti in bassa tensione.

La costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni utenti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio di fornitura di energia elettrica rispetto ai livelli precedenti. Per assicurare un passaggio graduale al nuovo regime tariffario, l'Autorità ha pertanto introdotto elementi di progressività nella regolamentazione delle tariffe sia per le utenze non domestiche, sia per quelle domestiche.

La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza vincolata diversa da quella domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti vincolati non domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione è basato su limiti massimi ai ricavi tariffari delle imprese distributrici. Tali vincoli sono di due tipi:

- gli introiti complessivi derivanti da vendite a clienti appartenenti a ciascuna tipologia non devono essere superiori ad un valore massimo fissato dall'Autorità; tale valore è definito come limite agli introiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti all'impresa per la fornitura alle singole tipologie di utenza e dei costi per il finanziamento di finalità di interesse generale (vincolo V1);
- tra le opzioni tariffarie offerte ai clienti di ciascuna tipologia ve ne deve essere almeno una, definita 'opzione tariffaria base', che consenta a ciascun cliente di non pagare più di un ammontare massimo fissato dall'Autorità (vincolo V2).

Le opzioni tariffarie base, di cui almeno una deve essere offerta dalle imprese distributrici ai clienti di una stessa tipologia (a eccezione dell'utenza domestica alimentata in bassa tensione), oltre ad essere compatibili con il vincolo V2 possono prevedere solo corrispettivi riferiti alle caratteristiche elettriche della fornitura (come energia prelevata, potenza impegnata, profilo temporale del prelievo).

In aggiunta alle opzioni tariffarie base, gli esercenti - previa approvazione dell'Autorità - hanno la facoltà di offrire ulteriori opzioni tariffarie, denominate speciali, che possono consentire loro di realizzare maggiori ricavi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base anche con riferimento alla qualità. Le opzioni tariffarie speciali non sono soggette al vincolo V2.

Le opzioni tariffarie base e speciali offerte a ciascuna tipologia di utenti (a esclusione di quelli domestici alimentati in bassa tensione) non devono generare introiti tariffari complessivi superiori al valore massimo fissato dal vincolo V1.

Il valore massimo specificato dai vincoli tariffari dipende dalle caratte-

ristiche delle forniture cui si riferiscono (in termini di energia prelevata, potenza impegnata, numero di clienti). I parametri che le definiscono sono uniformi sul territorio nazionale.

Il rispetto del vincolo V1 viene verificato annualmente a consuntivo, mentre il rispetto del vincolo V2 per ciascuna opzione tariffaria base dovrà essere preventivamente sottoposto dall'impresa distributrice all'Autorità per la verifica. Nel caso in cui l'insieme delle opzioni tariffarie offerte in un anno ai clienti appartenenti ad una tipologia non rispetti il vincolo V1 è previsto un meccanismo di restituzione agli utenti dei ricavi eccedenti. Le modalità di restituzione variano in funzione dell'entità della violazione del vincolo (con una penalità crescente a carico dell'impresa distributrice al crescere della differenza tra ricavi ammessi dal vincolo e ricavi effettivi).

Tra i clienti non domestici, un trattamento separato è riservato ai cosiddetti regimi tariffari speciali, cioè a quelle categorie di utenza o singoli clienti che attualmente godono di condizioni tariffarie particolari stabilite per legge. Nel nuovo ordinamento tariffario il trattamento speciale di cui godono queste utenze viene esplicitato e separato dalla tariffa elettrica assoggettando le utenze medesime alle condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza e corrispondendo ad esse una componente tariffaria compensativa determinata dall'Autorità. Tale componente viene riconosciuta anche nel caso in cui la fornitura di energia elettrica sia effettuata da un soggetto diverso dal distributore alla cui rete l'utente è allacciato. In questo modo viene rimosso l'ostacolo che la presenza di regimi tariffari speciali potrebbe porre alla liberalizzazione del mercato: il cliente, qualora sia cliente idoneo, potrà infatti scegliere il fornitore in condizioni di parità concorrenziale tra fornitura nel mercato vincolato e fornitura sul mercato libero.

Nel regime precedente le tariffe praticate ai clienti appartenenti ad alcune classi tariffarie si discostavano significativamente dai corrispondenti costi di fornitura del servizio elettrico. Nel nuovo ordinamento, la costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni clienti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio elettrico.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la transizione ai nuovi livelli tariffari avvenisse con gradualità nel corso degli anni 2000 e 2001. In particolare, con riferimento all'anno 2000, l'Autorità ha ritenuto che, per nessuna classe tariffaria considerata nel suo complesso, il passaggio al nuovo ordinamento tariffario potesse comportare aumenti tariffari non riconducibili alla dinamica dei corsi dei combustibili nei mercati internazionali. La gradualità nella transizione al nuovo ordinamento è stata ottenuta attraverso la definizione per ciascuna classe tariffaria esistente al 31 dicembre

1999 di apposite componenti tariffarie. Tali componenti devono essere applicate dalle imprese distributrici a tutte le forniture non domestiche, fin dall'introduzione delle opzioni tariffarie fissate dalle imprese stesse nel rispetto del sistema di vincoli, al termine del periodo transitorio di 6 mesi definito dalla delibera. Le componenti tariffarie per la gradualità vengono dimezzate a partire dal 1 gennaio 2001 e cesseranno di essere applicate il 31 dicembre dello stesso anno.

Inoltre, poiché il nuovo ordinamento tariffario ha rappresentato per le imprese esercenti un cambiamento radicale rispetto al sistema precedente, richiedendo adempimenti onerosi, la delibera n. 204/99 ha previsto per il primo semestre dell'anno 2000 un regime transitorio nel quale le imprese esercenti applicano tariffe, distinte per classe, stabilite dall'Autorità. Il passaggio da un sistema di prezzi fissati in via amministrativa ai meccanismi di regolamentazione tariffaria fondati su vincoli ai ricavi, nonché l'applicazione delle componenti tariffarie per la gradualità definite dalla delibera n. 204/99, sono stati rinviati al secondo semestre dell'anno 2000. Nel regime transitorio in vigore nel primo semestre dell'anno 2000, gli esercenti devono addebitare ai propri clienti non domestici opzioni tariffarie con struttura analoga alle tariffe in vigore, per ciascuna classe di utenza, al 31 dicembre 1999, con corrispettivi opportunamente variati in diminuzione coerentemente con i livelli dei vincoli tariffari definiti per l'anno 2000 per ciascuna tipologia di utenza.

La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione prevede una maggiore protezione rispetto alla generalità dell'utenza. A questo fine l'Autorità, coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio elettrico, fissa una tariffa che le imprese devono offrire obbligatoriamente a regime agli utenti di questa tipologia.

Al fine di consentire adeguati margini di flessibilità alle imprese di distribuzione e ai clienti, viene concessa agli esercenti la facoltà di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto alla tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità, soggette alla stessa disciplina stabilita per le opzioni tariffarie speciali destinate all'utenza non domestica.

Rispetto a quanto in vigore nel precedente regime per i clienti domestici residenti, con potenza impegnata non superiore a 3 kW, la tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità rappresenta un sostanziale cambiamento. In particolare viene eliminata la struttura progressiva rispetto ai consumi, anche se ciò avverrà entro il 2004.

Allo scopo di consentire un passaggio graduale al nuovo regime l'Autorità ha definito due tariffe di transizione che devono essere obbligatoria-

mente offerte dalle imprese distributrici rispettivamente all'utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 kW e alla restante utenza domestica. Le due tariffe di transizione hanno una struttura analoga a quella prevista per la tariffa unica obbligatoria a regime, ad eccezione della componente riferita all'energia elettrica prelevata, che nella prima tariffa di transizione ha un'articolazione inizialmente simile a quella in vigore nel regime precedente per la stessa categoria di utenza. I corrispettivi unitari relativi alle due tariffe di transizione verranno aggiornati annualmente dall'Autorità in modo da convergere alla tariffa unica obbligatoria prevista per questa tipologia di utenza entro il 1 gennaio 2003.

Il nuovo ordinamento per l'utenza domestica prevede un regime di ulteriore tutela per gli utenti economicamente disagiati. A questi utenti, a regime, verrà garantita la possibilità di accedere a tariffe ridotte, con accesso basato su parametri che misurano lo stato di disagio economico. L'attivazione del meccanismo di selezione dei clienti ammessi alle condizioni tariffarie agevolate è prevista per il 2001. Come illustrato nel documento di consultazione del novembre 1999, il regime di maggior tutela dell'utenza in stato di disagio economico verrà finanziato attraverso una specifica componente tariffaria a carico della rimanente parte dell'utenza domestica. Fino a quella data l'ordinamento transitorio è stato disegnato in modo da mantenere per l'anno 2000 per gli utenti residenti con potenza impegnata di 3 kW condizioni tariffarie simili a quelle vigenti il 31 dicembre 1999 per i primi 150 kWh di consumo mensile. Si mantiene così il riferimento ai profili di consumo come parametro di accesso alle condizioni tariffarie agevolate, in attesa della definizione del nuovo meccanismo di selezione degli utenti da ammettere a tali condizioni.

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli e delle tariffe per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli tariffari per la generalità dell'utenza e della tariffa obbligatoria a regime fissata dall'Autorità per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione viene definito dalla delibera n. 204/99 per quanto riguarda la parte destinata alla copertura dei costi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita⁴. Per le componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi riconosciuti per queste attività la legge n. 481/95 prevede l'applicazione del metodo del *price cap*. Queste componenti sono soggette a

4 In base alle disposizioni della legge n. 481/95, l'aggiornamento della parte destinata alla copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali ed importata deve avvenire in base a meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità. Tali meccanismi sono stati definiti nella delibera dell'Autorità n. 70/97, e sue successive modificazioni ed integrazioni. →

una dinamica tariffaria all'interno del periodo di regolazione e alla rideterminazione del livello al termine del periodo di regolazione. La delibera n. 204/99 fissa la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni a partire dall'anno 2000; all'interno di questo periodo le componenti o elementi tariffari vengono aggiornate applicando al valore da essi registrato 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, calcolato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, fissato pari al 4 per cento annuo;
- il tasso di variazione collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, che potrà essere stabilito dall'Autorità con successiva delibera;
- il tasso di variazione collegato ad aumenti di costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio (finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione dei recuperi di qualità del servizio rispetto agli standard prefissati).

Le componenti a copertura dei costi relativi a finalità di interesse generale verranno invece aggiornate dall'Autorità sulla base delle necessità di gettito.

Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche

Parte B della tariffa

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali del petrolio registrato nel 1998, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si è interrotto all'inizio del 1999. La contestuale svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro USA ha fatto sì che questa inversione di tendenza si traducesse in un aumento di circa 29 lire/kWh del valore del Ct, passato da un livello di 40,2 lire/kWh nel terzo bimestre 1999 a 69,2 lire/kWh nel secondo bimestre 2000.

Alla variazione del 72 per cento del Ct non è corrisposto un aumento del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa di pari entità (Fig. 4.2). Tale disparità è da ricondurre alla revisione dei regimi di esonero dalla parte B operata con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 206, e il conseguente ampliamento dei quantitativi di energia elettrica ad essa assoggettati, che hanno consentito il parziale assorbimento delle variazioni dei costi riconosciuti dei combustibili, permettendo di contenere al 61 per cento la

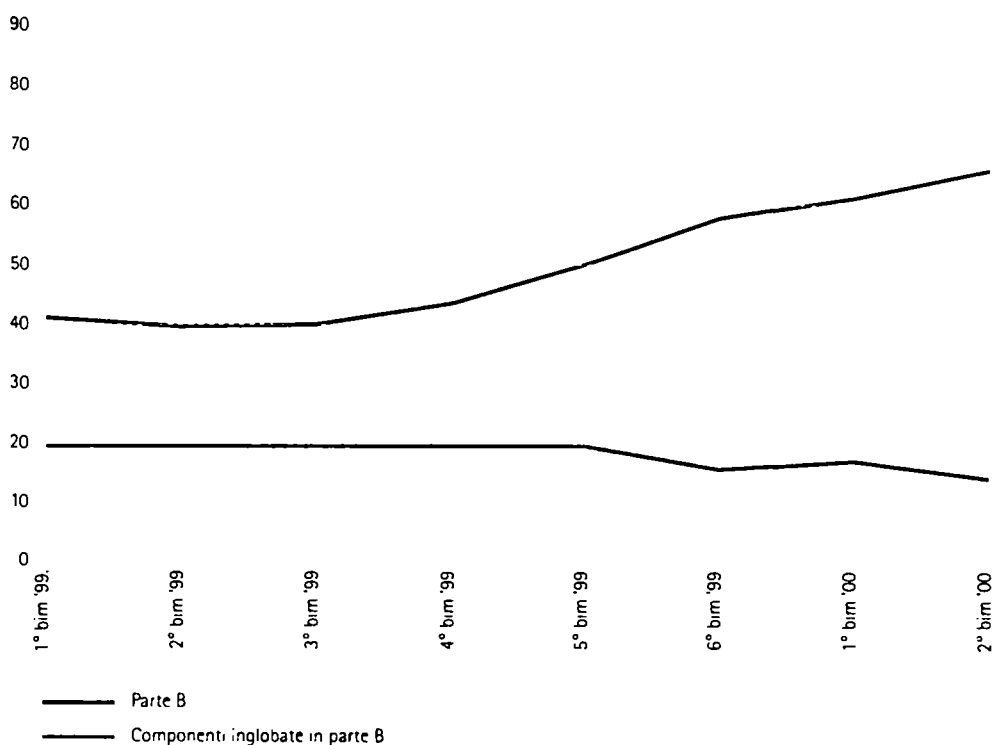
variazione del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa.

Sempre con la delibera n. 206/99 l'Autorità ha disposto inoltre una revisione dell'articolazione delle aliquote della parte B della tariffa, che a partire dall'1 gennaio 2000 non sono più distinte per classi di utenza, ma per tipologie di utenza, così come definite dalla delibera, n. 204/99. Le aliquote applicabili a ciascuna tipologia sono state determinate in coerenza con i criteri di attribuzione dei costi del servizio elettrico definiti dalla delibera n. 204/99. In relazione a quest'ultimo punto, la delibera n. 204/99 ha disposto che nel nuovo ordinamento tariffario la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica da parte delle imprese esercenti il servizio di distribuzione per i clienti del mercato vincolato sia articolata per tipologia di utenza in modo da riflettere:

- i costi di generazione attribuibili a ciascuna utenza in relazione al profilo temporale tipico del prelievo dell'energia elettrica degli utenti appartenenti alla medesima tipologia;
- le perdite di energia elettrica sulle reti di trasporto per la fornitura dell'energia elettrica a ciascun livello di tensione.

FIG 4.2 ANDAMENTO DELLA PARTE B E DELLE COMPONENTI INGLOBATE NELLA PARTE A DELLA TARIFFA ELETTRICA

Gennaio 1999 - aprile 2000; lire/KWh



Parte A della tariffa

Con la delibera 22 dicembre 1998 n. 161, essendosi completato il ripianamento del conto onere termico e intendendo beneficiare della favorevole dinamica dei costi dei combustibili fossili commerciali sui mercati internazionali, l'Autorità aveva aumentato, a decorrere dall'1 gennaio 1999, le aliquote della componente tariffaria A2, fissando l'aliquota media a 8,0 lire/kWh. Tale incremento aveva consentito una accelerazione del rimborso degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, come accertati dall'Autorità con delibera 12 giugno 1998, n. 58. Successivamente, in previsione del completamento in tempi brevi del rimborso degli oneri nucleari, per la parte diversa da quella relativa allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti, con la delibera 25 ottobre 1999, n. 160, l'Autorità ha ridotto le aliquote della componente tariffaria A2 per il sesto bimestre 1999, portando l'aliquota media da 8 a 4 lire/kWh. Questa manovra ha contribuito a mitigare l'impatto derivante dalla significativa crescita della parte B della tariffa registratasi nel corso dell'anno.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha apportato delle modifiche strutturali alle aliquote di tutte le componenti A e ha ridefinito i livelli delle aliquote medie in conseguenza alla revisione delle stime relative alle vendite di energia elettrica per l'anno 2000. Per quanto riguarda la componente A2 della tariffa, la modifica ha comportato una ulteriore riduzione dell'aliquota media pari a 0,4 lire/kWh. Con il gettito del primo bimestre 2000 della componente tariffaria A2 è stato completato il rimborso dei suddetti oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura. A partire dal secondo bimestre 2000 il gettito della componente tariffaria A2 è stato destinato al solo rimborso degli oneri, prevalentemente futuri, relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti. L'Autorità, in base alle indicazioni contenute nel 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, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, a partire dal secondo bimestre 2000 ha ridotto l'aliquota media da 3,6 lire/kWh a 0,6 lire/kWh.

Al pari della componente A2, anche la struttura della componente A3 è stata modificata con la delibera dell'Autorità n. 204/99. In particolare la componente lire/kW è stata sostituita con una componente lire/cliente. Nella stessa delibera l'Autorità, sulla base delle nuove stime relative alle necessità di gettito per la copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili, ha disposto una ridu-

zione media delle aliquote della componente A3 di circa 2 lire/kWh.

Con la delibera n. 204/99 sono state inoltre istituite, a decorrere dall'1 gennaio 2000, la componente A4 e la componente A5 della tariffa elettrica. La componente A4 è destinata alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali. L'onere medio per utente è di 3,9 lire/kWh per l'utenza non domestica e di 2 lire/kWh per l'utenza domestica. La componente A5 della tariffa elettrica è stata introdotta per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale a carico dei clienti del mercato vincolato. Le corrispettive lire per cliente per anno e lire per kWh previste per ciascuna tipologia di utenza dalla delibera n. 204/99 corrispondono ad un'aliquota media pari a 0,6 lire/kWh consumato da clienti finali.

In occasione della delibera 24 febbraio 2000, n. 39 dell'Autorità, recante le disposizioni per l'aggiornamento relativo al secondo bimestre 2000, considerato che il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000 ha previsto per l'anno 2000 che tale aliquota non superi le 0,5 lire/kWh consumato dai clienti finali, i corrispettivi lire per cliente per anno e lire per kWh della componente A5 riportati nella tabella 1 della delibera n. 204/99 sono stati ridotti del 16,7 per cento.

Infine, con delibera n. 204/99 sono state istituite le componenti, UC1 e UC2. La componente UC1, per ora ad aliquota zero, è destinata alla compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura totale dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione. La componente UC2, che comporta un'aliquota media per utente pari a circa 5,8 lire/kWh, è invece destinata alla copertura dell'onere derivante dall'applicazione dell'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione (Tav. 4.1).

I nuovi prezzi di cessione per gli impianti idroelettrici minori

Con delibera 22 dicembre 1998, n. 162, l'Autorità ha fissato i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW.

Successivamente all'adozione della delibera sono state segnalate all'Autorità, sia da parte del soggetto cessionario, sia da parte delle associazioni dei soggetti esercenti tale tipologia di impianti, le difficoltà riscontrate nell'applicazione della delibera medesima. L'1 aprile 1999 è entrato in vigore il dlgs. n. 79/99, che prevede tra l'altro misure di promozione ed incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, applicabili ai soli impianti entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva all'entrata in vigore del decreto medesimo.

A seguito di dette segnalazioni e tenuto conto delle maggiori difficoltà che questa tipologia di impianti di piccola potenza, alimentati da fonti non programmabili incontreranno nell'accedere al libero mercato, e in considerazione dei vantaggi ambientali e delle ricadute socioeconomiche locali associate alle attività di costruzione ed esercizio di tali impianti, l'Autorità, con delibera 8 giugno 1999, n. 82, ha modificato il sistema dei prezzi di cessione alla rete nazionale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW.

Il provvedimento, in vigore dal 1 settembre 1999, riguarda tutti gli impianti idroelettrici con potenza di concessione fino a 3 MW per i quali è scaduta la convenzione di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta a prezzi incentivati e quelli per i quali non sono più previsti incentivi.

La delibera n. 82/99 prevede prezzi di cessione indifferenziati tra ore piene ed ore vuote, non essendo in generale questi impianti in grado di modulare l'energia prodotta. Tali prezzi, determinati in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività, sono costituiti da una componente pari al costo unitario variabile riconosciuto dall'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da una componente ai sensi dell'art. 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, che attribuisce al CIP la definizione dei prezzi relativi alla nuova energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, assicurando prezzi incentivanti.

Per semplificare le modalità applicative, i nuovi prezzi di cessione sono applicati alla produzione di energia elettrica di ciascun impianto su base annua, prevedendo prezzi progressivamente decrescenti in funzione di scaglioni crescenti di quantità di energia elettrica prodotta nel corso dell'anno solare.

Tale criterio consente di coniugare prezzi rappresentativi della specifica natura dei costi associata alla loro dimensione con una notevole semplificazione amministrativa, mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione ed attenuando gli effetti delle stagionalità nelle precipitazioni.

È previsto l'aggiornamento di tali prezzi per la sola parte variabile dei costi, che incide per il 40 per cento circa del totale e che include anche i canoni ed il costo del personale, sulla quale è riconosciuto un adeguamento, su base annuale, pari all'indice Istat dei prezzi al consumo.

Infine, con delibera 16 marzo 2000, n. 56, l'Autorità ha stabilito la retroattività degli effetti della delibera n. 82/99, a decorrere dalla scadenza delle convenzioni di cessione previste dal provvedimento CIP n. 6/92. Ciò anche per consentire al Grtn S.p.A. di effettuare celermente il conguaglio tra i prezzi previsti dalla delibera n. 82/99 e quelli praticati in via provvisoria nel periodo tra il 1 gennaio e il 31 agosto 1999.

Struttura e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico: origine storica e prospettive

Sin dagli anni Quaranta sono presenti nel sistema elettrico italiano meccanismi di conguaglio e perequazione. Nel 1946 venne infatti istituito dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) il Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, che successivamente, nel 1953, assunse la denominazione di Cassa conguaglio per le tariffe elettriche. La Cassa conguaglio per le tariffe elettriche ebbe il compito di gestire oltre al Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, anche il Fondo conguaglio tariffe per forniture di illuminazione, il Fondo conguaglio per gli usi elettrodomestici e la forza motrice sotto i 30 kW, il Fondo conguaglio per contributo integrativo all'energia prodotta dai nuovi impianti, istituiti in occasione della prima parziale unificazione delle tariffe per le utenze fino a 30 kW, operata dal CIP con il provvedimento 20 gennaio 1953, n. 348.

Nel 1961, in occasione del completamento dell'unificazione delle tariffe elettriche, considerata l'intrinseca instabilità del meccanismo di sovrapprezzi e contributi realizzato con il citato provvedimento CIP n. 348/53, la Cassa conguaglio per le tariffe elettriche venne sostituita dal Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche.

Nel 1974, a seguito dello *shock* petrolifero del 1973, nacque l'esigenza di istituire un nuovo meccanismo di sovrapprezzo per la copertura dei maggiori oneri relativi al combustibile impiegato negli impianti di produzione termoelettrica. Di conseguenza si rese necessario ampliare nuovamente i compiti assegnati al Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Lo

stesso assunse la denominazione di Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e ebbe il compito di gestire due distinti conti: il Conto per le integrazioni tariffarie, cui vennero demandati i compiti già assegnati al preesistente Fondo e il Conto per l'onere termico.

Oltre a tali conti, la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha gestito, fino al dicembre 1999 i seguenti conti:

- il conto per le agevolazioni di sovrapprezzo termico a favore delle imprese elettrosiderurgiche; con la legge 29 maggio 1982, n. 308 (art. 21) è stata conferita alla Cassa la somma di 50 miliardi, successivamente integrata, per il rimborso del sovrapprezzo termico fiscalizzato alle imprese siderurgiche con elevato consumo di energia;
- il conto per la compensazione tariffaria, istituito con provvedimento CIP 23 maggio 1986 n. 32 relativo alle agevolazioni a favore dell'utenza domestica;
- il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. e alle imprese appaltatrici di oneri straordinari istituito con provvedimento CIP 21 dicembre 1998 n. 27 per la reintegrazione all'Enel S.p.A. degli oneri derivanti dalla sospensione e chiusura delle centrali nucleari;
- il conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate istituito con provvedimento CIP n. 15/89;
- il conto costi energia istituito con la delibera dell'Autorità n. 70/97;
- il conto maggiorazione straordinaria ai sensi dell'art. 33, della legge n. 9/91.

A seguito dell'attuazione del nuovo ordinamento, i compiti della CCSE sono stati parzialmente modificati. Con delibera 9 marzo 2000, n. 53/00, l'Autorità ha stabilito di istituire i seguenti nuovi conti presso la CCSE:

- conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione;
- conto per speciali il finanziamento della attività nucleari residue.

Con la delibera n. 53/00 è stato costituito un fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

L'Autorità ha altresì stabilito che rimangano operanti presso la CCSE il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. di oneri straordinari, il conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici, il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, il conto per la compensazione tariffaria ed il conto costi energia.

Aspetti organizzativi della CCSE

Sino al 1998 la Cassa è stata amministrata da un comitato di gestione composto dal presidente e da dieci membri designati dalla segreteria generale del CIP, dai Ministeri del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e dell'industria, commercio e artigianato, dall'Enel S.p.A., dalla Federelettrica e dall'Uniem. Il riscontro sulla gestione viene esercitato da un collegio di revisori composto da tre membri (provvedimento CIP del 6 aprile 1984, n. 13).

In virtù dell'art. 3 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la CCSE è tenuta a presentare, all'autorità istitutiva e al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per la sua approvazione, un rendiconto annuale della gestione, corredato dalle relazioni del comitato di gestione e del collegio dei revisori.

La struttura organizzativa è articolata in tre aree funzionali: un'area contabile, un'area affari generali e personale, un'area tecnica per l'accertamento delle entrate e delle uscite, e in quattro uffici. L'organico della CCSE consta di 26 unità, di cui 24 sono dipendenti del Grtn S.p.A. e 2 sono dipendenti dell'Autorità. A seguito della soppressione del CIP le funzioni in materia di energia elettrica sono state dapprima transitoriamente attribuite al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373) e, successivamente, trasferite all'Autorità (art. 3, comma 1 legge n. 481/95).

L'Autorità, con la delibera 16 maggio 1997, n. 46, ha istituito una commissione di studio sulla CCSE. Successivamente, l'Autorità ha deliberato alcuni interventi di tipo organizzativo. In data 26 novembre 1997, con delibera n. 123 ha deciso l'integrazione della disciplina concernente il comitato di gestione della CCSE; mentre, con delibera 11 febbraio 1998, n. 10, ha nominato un nuovo componente del collegio dei revisori dei conti; inoltre, in data 21 maggio 1998, con delibera n. 47, l'Autorità ha sciolto il Comitato di gestione e ha istituito un Collegio commissariale che esercita le funzioni del Comitato di gestione. La gestione Commissariale è stata prorogata fino al 30 maggio 2000, con delibera 8 giugno n. 83. La CCSE ha sede in Roma.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO

Separazione contabile e amministrativa

Con la delibera 11 maggio 1999, n. 61, l'Autorità ha concluso il procedimento, avviato con la delibera 22 settembre 1997, n. 99, per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera *f* della legge n. 481/95.

Principi generali

A fondamento della direttiva dell'Autorità, oltre che la legge n. 481/95, si pongono la Direttiva 96/92/CE e il dlgs. n. 79/99, emanato in attuazione della stessa Direttiva europea.

Nel quadro normativo di settore la direttiva costituisce un significativo elemento, a integrazione e completamento delle disposizioni che impongono separazioni di tipo societario, sia quale strumento di tutela della concorrenza nel processo di apertura dei mercati, sia quale strumento di regolazione nei segmenti di mercato non concorrenziali. La direttiva persegue in particolare le seguenti finalità:

- separare sotto il profilo amministrativo/gestionale le attività delle imprese integrate operanti nel settore, in modo da evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza, promuovendo l'efficienza e adeguati livelli di qualità dei servizi;
- rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti giuridici operanti nel settore dell'energia elettrica, nel rispetto della riservatezza dei dati aziendali;
- fornire alla stessa Autorità il supporto informativo di base per esercitare le funzioni di regolazione assegnate dal legislatore, consentendo la verifica dei costi delle prestazioni e assicurando la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta.

In base alle finalità della direttiva e tenendo conto dei vincoli imposti dalla normativa vigente è stata definita una griglia di unità organizzativo-contabili elementari, articolate su due livelli di analisi, sulle quali viene costruito il sistema di separazione. Al primo livello si collocano le *attività* (quali ad esempio, le attività di produzione o distribuzione) e i *servizi comuni* (come i servizi commerciali e di vendita, servizi tecnici). Al secondo livello, quale ulteriore disaggregazione delle singole attività sono posti i *comparti* quali, ad esempio, per l'attività di produzione, gli impianti termoelettrici e gli impianti di cogenerazione. Ciascuna attività comprende così più comparti, mentre un comparto può appartenere ad una sola attività.

Il nuovo regime si applica a partire dalla redazione del bilancio del primo esercizio che si concluda entro il 31 dicembre 2000.

**Ambito soggettivo
di applicazione**

Le disposizioni della direttiva si rivolgono a tutti i soggetti giuridici che operino in più attività del settore dell'energia elettrica o in questo e altri settori, indipendentemente dalla forma giuridica. Le norme sulla separazione contabile si applicano, per quanto compatibili, anche a tutti i soggetti giuridici che operino esclusivamente in una sola attività del settore dell'energia elettrica.

Sono previste esenzioni dagli obblighi contenuti nella direttiva basate sui quantitativi di energia elettrica ceduta a terzi e sul grado di integrazione del soggetto giuridico. È prevista inoltre una differenziazione delle soglie a partire dalle quali scattano gli obblighi rispettivamente in materia di separazione amministrativa e in materia di separazione contabile.

Dalle esenzioni sono state escluse le imprese minori ammesse al regime di integrazione tariffaria stabilito dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, art. 7, in ragione delle esigenze conoscitive connesse alla determinazione delle integrazioni stesse.

**Obblighi in materia di
separazione amministrativa**

Le disposizioni relative alla separazione amministrativa impongono al soggetto giuridico che opera in più attività del settore dell'energia elettrica, o in questo e in altri settori, di organizzare tali attività in modo reciprocamente autonomo, come se le stesse fossero svolte da imprese separate e di predisporre adeguate procedure di controllo di gestione anch'esse organizzate per attività.

**Obblighi in materia di
separazione contabile**

I soggetti giuridici sono tenuti, applicando le disposizioni contenute nella direttiva in relazione all'attribuzione dei costi e dei ricavi comuni a più attività e in relazione alla determinazione delle transazioni infra-societarie, a predisporre una serie di rendiconti, distinguibili in due tipologie:

- rendiconti destinati alla pubblicazione;
- rendiconti destinati ad uso esclusivo dell'Autorità.

I rendiconti destinati alla pubblicazione, disaggregati per attività e servizi comuni, devono essere riportati nella relazione annuale sulla gestione di cui all'art. 2428 c.c., come stabilito nella legge n. 481/95.

I rendiconti destinati ad uso esclusivo dell'Autorità si distinguono da quelli destinati alla pubblicazione, sia in quanto sono più dettagliati, riportando disaggregazioni anche per comparti, sia in quanto richiedono l'attribuzione dei costi e dei ricavi originariamente iscritti ai conti relativi ai servizi comuni.

I rendiconti trasmessi all'Autorità devono essere certificati. La certificazione dei dati trasmessi all'Autorità risponde a due esigenze:

- garantire la coerenza dei dati riportati nel bilancio del soggetto giuridico con i dati trasmessi all'Autorità;
- garantire la corretta applicazione dei criteri di attribuzione delle poste comuni prescelte dal soggetto giuridico.

Considerato che la prospettiva della liberalizzazione del mercato elettrico italiano e la progressiva internazionalizzazione, che ne dovrebbe seguire, renderanno sempre più rilevante la presenza di gruppi societari nel settore dell'energia elettrica, sono state previste norme specifiche per la separazione contabile dei bilanci consolidati.

Esigenze conoscitive legate alla determinazione delle tariffe hanno poi reso necessaria l'estensione degli obblighi in materia di separazione contabile, per quanto applicabili, anche ai soggetti che operino in una sola attività del settore elettrico.

L'Autorità esaminata la disciplina precedentemente in vigore, ispirandosi a principi di chiarezza, certezza degli obblighi per gli operatori e parità di trattamento, ha deciso di revocare i decreti del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato dell'11 luglio 1996 e del 17 marzo 1997 dalla data del 1 gennaio 2000.

Fatte salve le esenzioni precedentemente evidenziate, il soggetto giuridico che opera nel settore dell'energia elettrica è tenuto a:

- redigere il proprio bilancio secondo quanto disposto dal Codice civile (o da altra disciplina speciale, come nel caso delle aziende speciali previste dalla legge n. 142/90);
- pubblicare nella relazione sulla gestione, di cui all'art. 2428 c.c., stato patrimoniale e conto economico ripartiti per attività e servizi comuni, redatti secondo gli schemi tipo riportati nella Direttiva europea;
- trasmettere all'Autorità i conti annuali separati, redatti secondo gli schemi tipo riportati nella Direttiva.

Il quadro degli obblighi imposti con la Direttiva europea sulla separazione contabile e amministrativa è completato dalla norma, definita nelle modalità di adempimento con la delibera dell'Autorità 14 ottobre 1999 n. 149, che impone alle sole imprese distributrici di energia elettrica, di cui al dlgs. n. 79/99, art. 9, comma 1, di fornire dati economico-tecnici integrativi disaggregati per regione e provincia.

L'acquisizione di dati integrativi disaggregati consente all'Autorità stessa di assolvere alcune delle funzioni stabilite con la legge n. 481/95, in particolare quelle relative alla:

- verifica dei costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l'altro la loro

corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza;

- istituzione di un meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione e vendita nei diversi ambiti territoriali;
- effettuazione delle comparazioni tra dati economici e patrimoniali sia a livello di singola impresa sia tra imprese esercenti il servizio elettrico, tenuto conto anche delle dimensioni delle imprese stesse.

Apertura del mercato elettrico

Clausole negoziali
per i clienti idonei

L'art. 6, comma 1 del dlgs. n. 79/99 stabilisce che entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto stesso, siano stabilite, con riferimento ai contratti bilaterali con i clienti idonei, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili al corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico, da inserire nei contratti stessi.

Con la delibera 26 maggio 1999, n. 78, l'Autorità ha definito le clausole negoziali obbligatorie che devono essere inserite nei nuovi contratti bilaterali di vendita dell'energia elettrica sul mercato libero.

La delibera prevede tre clausole obbligatorie che hanno l'obiettivo di tutelare i clienti nella fase iniziale di sviluppo della concorrenza tra produttori. In particolare viene stabilito che:

- i contratti debbano riconoscere alle parti la facoltà di rescindere unilateralmente dal contratto con sei mesi di preavviso per i clienti e di un anno per i fornitori;
- sia prevista la possibilità di risolvere il contratto nel caso in cui il cliente perda il diritto ad operare sul mercato libero;
- sia definita l'attribuzione alle parti del contratto bilaterale dei diritti, degli oneri e delle obbligazioni derivanti dal contratto relativo al servizio di vettoramento dell'energia elettrica.

Altre clausole negoziali e regolamentazioni tecniche dovranno poter essere inserite nei contratti in tempi successivi, per tenere conto della progressiva evoluzione del mercato elettrico.

La delibera prevede altresì che fino a quando non opererà la borsa dell'energia, i contratti bilaterali stipulati sul mercato libero debbano essere trasmessi in copia all'Autorità che potrà così valutare il processo di sviluppo della concorrenza.

Riconoscimento della qualifica di cliente idoneo e istituzione dell'elenco dei clienti idonei

L'art. 14 del dlgs., n. 79/99, individua varie categorie di soggetti che, se in possesso di determinati requisiti, hanno diritto alla qualifica di cliente idoneo, ovvero possono acquisire la facoltà di stipulare contratti di fornitura di servizi elettrici con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero. Più in particolare, hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- i distributori che sono considerati clienti idonei "limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete" (comma 1, lettera a);
- gli acquirenti grossisti che sono considerati clienti idonei "limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita" (comma 1, lettera b);
- i "soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale", ossia, in sostanza, i soggetti riconosciuti come clienti idonei da altri Stati (comma 1, lettera c);
- le aziende speciali delle Province autonome di Trento e di Bolzano, previste dall'art. 10 del decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235, *Norme dello statuto speciale della Regione Trentino-Alto Adige in materia di produzione e distribuzione di energia idroelettrica* (comma 1, lettera d);
- i clienti finali "il cui consumo [comprensivo dell'eventuale energia autoprodotta], misurabile in un unico punto del territorio nazionale, sia risultato, nell'anno precedente, superiore a 30 GWh" (comma 2, lett. a);
- le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese (anche ai sensi dell'art. 7 della legge n. 287/90, che definisce i casi in cui si ha "controllo"), i consorzi e le società consortili. In tutti i casi, l'art. 14 prevede che il consumo (sempre comprensivo dell'eventuale energia autoprodotta) debba essere "risultato nell'anno precedente, anche come somma dei consumi dei singoli componenti la persona giuridica interessata, superiore a 30 GWh, i cui consumi, ciascuno della dimensione minima di 2 GWh su base annua, siano ubicati, salvo aree individuate con specifici atti di programmazione regionale, esclusivamente nello stesso comune o in comuni contigui".

Con la delibera 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha disposto l'istituzione dell'elenco dei clienti idonei e definito le modalità di riconoscimento e verifica della qualifica di cliente idoneo.

Istituzione dell'elenco dei clienti idonei

Nel costituendo mercato libero dell'energia elettrica è importante offrire dati certi o comunque accertabili ai soggetti che intendono stipulare contratti di

fornitura, garantendo trasparenza nella formazione delle relazioni commerciali. A tal fine, l'Autorità ha istituito e pubblica sul proprio sito Internet un elenco dei clienti idonei. Nell'elenco sono inseriti i nominativi di tutti i soggetti cui è riconosciuto il diritto alla qualifica di cliente idoneo.

Modalità di riconoscimento e verifica della qualifica di cliente idoneo L'art. 14, comma 8, del dlgs. n. 79/99 prevede che, nella prima fase di applicazione del decreto stesso, il possesso dei requisiti richiesti per l'acquisizione della qualifica di cliente idoneo sia dichiarato dai soggetti interessati mediante autocertificazione all'Autorità; successivamente tale qualifica è riconosciuta sulla base di modalità definite dalla medesima Autorità. Al fine di promuovere la liberalizzazione dell'offerta di servizi elettrici, l'Autorità nella delibera n. 91/99 ha previsto, anche per il periodo successivo alla prima fase di applicazione, il meccanismo dell'autocertificazione.

L'autocertificazione, per essere valida, deve contenere la dichiarazione del possesso dei requisiti specificamente individuati per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Al fine di rendere più agevole per i soggetti interessati la redazione dell'autocertificazione, nonché di facilitare le operazioni di verifica da parte dell'Autorità, la delibera n. 91/99 contiene, in allegato, formulari per l'autocertificazione dei requisiti richiesti per ogni singola categoria di clienti idonei, come individuati dai commi 1 e 2 dell'art. 14 del dlgs. n. 79/99.

La delibera n. 91/99 ha inoltre provveduto a precisare alcuni aspetti relativi ai requisiti richiesti per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. In particolare, sia con riferimento ai clienti finali con consumi in un unico punto del territorio nazionale, sia con riferimento a imprese costituite in forma societaria, gruppi di imprese, consorzi e società consortili, dove il consumo di energia elettrica può avvenire in diversi luoghi, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre la nozione di sito, ovvero di insieme di impianti utilizzatori i cui consumi possono esser considerati complessivamente come facenti capo ad unico punto del territorio nazionale o ad una singola componente dell'impresa costituita in forma societaria, del gruppo di imprese, del consorzio o della società consortile. Il sito è stato definito come un insieme di punti di misura dell'energia elettrica che insistono su un'area, nella disponibilità di un unico soggetto (persona fisica o giuridica), che non ha soluzione di continuità eccezion fatta per aree separate unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua, o comunque collegate da una linea elettrica nella esclusiva disponibilità del soggetto medesimo.

Nel caso di gruppi di imprese, consorzi e società consortili, è stato anche precisato che ad avere titolo alla qualifica di cliente idoneo sono il grup-

po, il consorzio o la società consortile, e non i loro singoli componenti. Pertanto spetta al gruppo, al consorzio o alla società consortile stipulare contratti di fornitura di servizi elettrici a favore con qualsiasi produttore, distributore o grossista sia in Italia che all'estero.

Infine, allo scopo di ridurre il più possibile gli adempimenti a carico dei soggetti già inseriti nell'elenco dei clienti idonei, la delibera n. 91/99 non richiede che questi soggetti reiterino ogni anno l'autocertificazione del possesso dei requisiti richiesti per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. È invece previsto che i soggetti inseriti in elenco comunichino all'Autorità ogni variazione intervenuta successivamente all'autocertificazione iniziale, se tale da comportare la perdita anche di uno solo dei requisiti previsti per il riconoscimento del diritto alla qualifica di cliente idoneo. Sulla base di queste comunicazioni, l'Autorità provvede ad aggiornare periodicamente l'elenco dei clienti idonei.

La regolazione della rete di trasmissione nazionale

L'accesso non discriminatorio alle reti, ed in particolare a quella di trasmissione nazionale, passa attraverso una regolamentazione economica e tecnica che permetta di stabilire un quadro normativo certo, trasparente e stabile nel tempo.

A tal scopo ed in conformità al disposto della Direttiva europea 96/92/CE, il dlgs. n. 79/99 ha stabilito che il Grtn S.p.A. adotti un corpo normativo di carattere tecnico (le cosiddette regole tecniche) disciplinante la connessione alla rete di trasmissione nazionale degli impianti di generazione, di distribuzione, dei clienti finali e delle altre reti, al fine di garantire la sicurezza e l'interoperabilità delle reti medesime.

L'elaborazione, l'applicazione e l'eventuale aggiornamento delle regole tecniche viene indirizzata da apposite direttive emanate dall'Autorità che fissano gli obiettivi ed i principi generali, le linee guida tecniche, nonché i meccanismi procedurali, prevedendo un'idonea partecipazione dei soggetti interessati alla formazione delle regole stesse.

A tal proposito, l'Autorità ha predisposto nel corso del 1999 un documento di consultazione, già in forma di articolato, con lo scopo di raccogliere il maggior numero di osservazioni e commenti formulati dai soggetti già utenti della rete di trasmissione nazionale e da altri potenziali utilizzatori. Si sottolinea come a seguito del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, recante *Determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale*, la quasi totalità della generazione rilevante ai fini

del distaccamento - segnatamente quella con taglia superiore a 10 MVA - risulta collegata alla rete di trasmissione (circa il 98 per cento della potenza installata in Italia); se tale criterio dovesse essere reiterato anche per il futuro come criterio guida per lo sviluppo della rete, tutti i nuovi impianti di generazione con taglia superiore a 10 MVA andranno necessariamente connessi alla rete di trasmissione, conferendo una grande rilevanza alla rete medesima come infrastruttura cruciale per l'accesso dei nuovi entranti al mercato elettrico nazionale.

Nei primi mesi dell'anno in corso, l'Autorità ha adottato le sopra menzionate direttive. L'Autorità ha altresì fissato la scadenza del 31 maggio 2000 per la presentazione di regole tecniche da parte del Grtn S.p.A.. Queste ultime dovranno essere successivamente trasmesse all'Autorità perché ne verifichi la conformità alle direttive e per l'eventuale approvazione.

Nel corso del 1999 l'Autorità ha inoltre avviato il processo istruttorio per la formazione della proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in tema di convenzione tipo fra il Grtn S.p.A. e i proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale o coloro che ne hanno la disponibilità ai sensi dell'art. 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99. La convenzione regolerà i rapporti fra le parti in materia di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle porzioni di rete costituenti la rete di trasmissione nazionale; in tal modo costituisce uno strumento contrattuale essenziale per la definizione e la separazione delle diverse funzioni dell'attività di trasmissione sulla rete nazionale. La convenzione regolerà altresì i rapporti tecnici intercorrenti tra il Grtn S.p.A. e il titolare, ivi incluse le modalità di accertamento di disfunzioni ed inadempimenti delle parti, i rapporti economici prevedendo dei canoni annuali di remunerazione delle attività e degli investimenti, nonché le attribuzioni in termini di coinvolgimento delle regioni in ordine alla localizzazione, alla razionalizzazione ed allo sviluppo della rete. Nell'ambito del processo istruttorio, gli uffici dell'Autorità si sono avvalsi dei contributi tecnici del Grtn S.p.A. e dei titolari delle porzioni di rete esistenti mediante l'istituzione e la conduzione di gruppi di lavoro che hanno consentito di acquisire importanti elementi per la formazione del provvedimento da sottoporre all'Autorità.

L'ambito
della rete di trasmissione
nazionale

L'art. 3, comma 7, del dlgs. n. 79/99 prevede che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Autorità e i soggetti interessati, determini, con proprio decreto, l'ambito della rete di trasmissione nazionale, comprensiva delle reti di tensione uguale o superiore a 220 kV e delle parti di rete, aventi tensioni comprese tra 120 kV e 220 kV. (a)ta tensione), da individuare secondo criteri funzionali. Nel mese di giugno 1999 il Ministro ha inviato all'Autorità uno schema di decreto per la determinazione

dell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Lo schema del decreto prevedeva che fossero attribuite alla rete di trasmissione nazionale gli impianti in altissima tensione, a prescindere dalla loro funzione. In conseguenza al criterio funzionale individuato dal Ministro, una quota preponderante dei potenziali clienti idonei finali (circa l'80 per cento degli utenti in alta tensione) risulta direttamente connessa a porzioni di rete in alta tensione non appartenenti alla rete di trasmissione nazionale.

L'Autorità, nell'esprimere il parere richiesto, ha ritenuto che l'attribuzione alla rete di trasmissione nazionale delle infrastrutture in altissima tensione rendesse necessario prevedere un'eccezione nel caso di tali reti con funzione prevalentemente di distribuzione nelle aree metropolitane, ed, in aggiunta a quanto specificato, fosse opportuno prevedere che le infrastrutture con tensione nominale compresa tra 120 kV e 220 kV che, in base allo schema di decreto, non rientrano nella rete di trasmissione nazionale fossero attribuite interamente all'attività di distribuzione. Con queste considerazioni di fondo, l'Autorità ha ritenuto che lo schema di decreto, fosse complessivamente condivisibile nell'impostazione e nei criteri funzionali assunti. L'Autorità ha evidenziato alcuni aspetti migliorativi contestualmente al parere complessivamente favorevole sullo schema di decreto:

- la definizione chiara delle attività distinte di gestione della rete di trasmissione nazionale e di esercizio degli impianti di trasmissione rispettivamente, la prima attività attribuita interamente al gestore e la seconda ai proprietari di porzione di rete;
- l'aggiunta di una norma con cui si preveda l'attribuzione all'attività di distribuzione delle parti di reti a tensione nominale compresa tra 120 kV e 220 kV che, in base allo schema di decreto, non fanno parte della rete di trasmissione nazionale.

Si è ritenuto opportuno che lo schema di decreto contenesse disposizioni relative agli impianti di proprietà della Ferrovie dello Stato S.p.A., non rientranti nella rete di trasmissione nazionale, avendo riguardo al fatto che esistono clienti finali connessi a tali reti e per i quali esistono rapporti di vettoramento dell'energia elettrica da parte di fornitori terzi rispetto alla medesima Ferrovie dello Stato S.p.A. Per tali motivi, si è ritenuto importante che l'accesso a tali reti sia disciplinato in modo da non discriminare gli utenti connessi e che, anche per tali reti, debbano trovare applicazione le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Le linee di collegamento attribuite dal criterio funzionale alla rete di trasmissione nazionale devono essere in grado di convogliare tutta la potenza producibile nel sito di produzione e devono essere comprese nella rete di trasmissione nazionale le due o più direttrici di collegamento a tensione nomina-

le diversa (anche facenti parte di reti diverse) che escono dal medesimo sito di produzione di energia elettrica.

Nella proposta presentata dall'Autorità si sottolinea altresì l'opportunità di includere nell'ambito della rete di trasmissione nazionale tutte le linee di interconnessione con l'estero a condizione che tali linee si interfaccino con reti di trasmissione estere e non siano considerate linee dirette ai sensi dell'art. 21 della Direttiva 96/92/CE e dell'art. 2, comma 16, del dlgs. n. 79/99, nonché di precisare che l'impiantistica necessaria per la corretta gestione ed esercizio debba includere non solo i posti di teleconduzione, ma anche le apparecchiature di rilevamento in campo del funzionamento elettrico degli impianti di trasmissione e le apparecchiature per la elaborazione dei segnali e l'attuazione dei comandi di esercizio sugli impianti stessi.

L'Autorità, nell'ambito delle direttive di cui all'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99, provvederà ad impartire le direttive per la determinazione della separazione funzionale tra le attività di trasmissione e di distribuzione, e tra le attività di trasmissione e di produzione nell'ambito delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, ma ad essa comunque connesse, nonché le direttive per la individuazione e la definizione dei punti di consegna al Grtn S.p.A. dell'energia elettrica ad esso ceduta ai sensi dell'art. 3, comma 12, del dlgs. n. 79/99, anche per gli impianti di produzione che non siano direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

L'Autorità ha, inoltre, sottolineato la necessità di prevedere che il Grtn S.p.A. affidi eventuali porzioni limitate a soggetti terzi che non siano solo i proprietari di reti di trasmissione o coloro che ne hanno la disponibilità. In tal modo, si potranno ricomprendere anche le società di distribuzione, per affidare loro le porzioni limitate di rete che, pur rientrando nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, svolgono funzione distributiva (come infrastrutture in alta ed altissima tensione in ambito urbano). Dovrà comunque essere assicurato l'accesso dei terzi a tali porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'art. 3, commi 1 e 3, del dlgs. n. 79/99.

Con delibera 9 marzo 2000, n. 52, l'Autorità ha emanato le direttive al Grtn S.p.A. per l'adozione di regole tecniche 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, come previsto dall'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99.

Il 29 marzo 2000 l'Autorità ha approvato la delibera n. 63/00 recante *Adozione di disposizioni in materia di finanziamento del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.*

I corrispettivi per l'accesso e per l'uso della rete di trasmissione nazionale sono attualmente fissati, per i clienti del mercato libero, dalla delibera dell'Autorità n. 13/99 e, per i clienti del mercato vincolato, dalla delibera n. 205/99 e sono tali da garantire la copertura dei costi riconosciuti per le attività svolte dal Grtn S.p.A. e per l'adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti effettuati dai proprietari delle reti di trasmissione. La delibera n. 63/00 fissa la parte di tali corrispettivi che viene riconosciuta al Gestore per il finanziamento delle proprie attività nell'anno 2000.

In particolare, la delibera prevede che al Grtn S.p.A. sia riconosciuta, a copertura dei costi riconosciuti per il proprio funzionamento:

- in relazione all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, una quota del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale di cui all'art. 3 della delibera n. 205/99;
- in relazione all'energia elettrica vettoriata, una quota del corrispettivo di potenza previsto dalla delibera n. 13/99, nonché la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento di cui all'art. 8, comma 8.1, lettera c, della medesima delibera.

I corrispettivi riconosciuti al gestore sono stati determinati, con decorrenza dall'1 aprile 2000 e fino al 31 dicembre 2000, nella misura di 0,50 lire/kWh per i clienti del mercato vincolato e per i clienti del mercato libero, in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti relativi a tutte le attività attualmente svolte direttamente dal Gestore, ovvero le attività connesse al servizio di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica.

Massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione con l'estero

L'Autorità nel corso del 1999 ha avviato, con delibera 14 aprile 1999 n. 43, un'istruttoria conoscitiva in tema di accertamento della massima capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione con l'estero, provvedendo ad attivare il Grtn S.p.A. ai fini della predisposizione di informazioni riguardanti l'argomento. In aggiunta a tale istruttoria, il dlgs.n. 79/99, prevede, tra l'altro, che il Grtn S.p.A. individui le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, distinguendo gli Stati membri dell'Unione europea, e comunichi al Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato ed alla medesima Autorità le rispettive capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali, tenuto conto anche dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete.

In ottemperanza a tali disposizioni, il Grtn S.p.A. ha trasmesso all'Autorità una nota recante l'analisi della capacità massima di trasporto di energia elettrica sulle linee di interconnessione con l'estero, rispondendo in t

modo alle esigenze di acquisizione di notizie e informazioni previste dall'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 43/99. L'Autorità ha ritenuto di dover esercitare le proprie funzioni di consultazione e segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza inoltrando al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato alcune osservazioni circa la possibilità di ampliare la capacità di trasporto in importazione dell'interconnessione con l'estero soprattutto in relazione al fatto che il Grtn S.p.A. e gli altri gestori di rete hanno ricevuto numerose richieste di vettoriamento per l'importazione di energia elettrica a beneficio di clienti idonei italiani.

Nella maggior parte dei casi tali richieste non hanno potuto essere accolte per il 1999 stante la sostanziale scarsità della suddetta capacità.

L'Autorità ha altresì ribadito l'importanza di promuovere l'accesso di energia elettrica importata destinata al mercato dei clienti idonei italiani in presenza di scarsa disponibilità di energia nazionale a prezzi competitivi.

Tali osservazioni al Governo saranno rese disponibili una volta acquisite informazioni ulteriori circa le possibilità di ampliamento dell'interconnessione soprattutto in relazione ai seguenti aspetti:

- estensione del periodo invernale convenzionale a sette mesi sui dodici annuali, al fine di applicare i valori relativi al periodo invernale della massima capacità di trasporto ad un periodo temporale che si estende per oltre metà dell'anno solare;
- riattivazione, nell'ambito delle funzioni di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, di progetti di ampliamento dell'interconnessione con l'estero elaborati nel passato dall'Enel S.p.A. e non realizzati, quale, ad esempio, il progetto indicato dall'Enel S.p.A. nel 1997 con riferimento al collegamento internazionale a 380 kV tra le stazioni di S. Fiorano (Italia) e Robbia (Svizzera);
- installazione di dispositivi di compensazione sulle linee di interconnessione con l'estero al fine di conseguire un maggior sfruttamento ed un più uniforme utilizzo delle medesime;
- adozione di criteri per il mantenimento della sicurezza della rete interconnessa che, limitatamente ad alcune interconnessioni con l'estero e per determinati periodi di tempo, permettano di derogare, anche parzialmente, al criterio di sicurezza N-1;
- sostituzione di componenti accessori d'impianto che limitano la capacità massima di trasporto su alcuni collegamenti funzionali all'interconnessione con l'estero;
- attribuzione al Grtn S.p.A. nazionale della facoltà di disporre di risorse di generazione nazionali sufficienti a consentire l'adempimento degli impegni contrattuali internazionali a fronte di possibili riduzioni dovute ad eventi

non programmati della capacità dell'interconnessione con l'estero;

- adozione di metodologie adeguate a precisare le previsioni della domanda complessiva nazionale e a consentire che mediante l'impiego di impianti di generazione elettrica possa essere fornita una risposta più accurata alle variazioni della domanda stessa;
- armonizzazione della gestione e dello sviluppo dell'interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale italiana e quelle degli Stati confinanti, definendo accordi con i gestori delle reti elettriche di trasmissione dei medesimi Stati.

Direttiva sulla facoltà di recesso

A seguito di segnalazioni pervenute da utenti e produttori di energia elettrica da cui risultava la permanenza, in numerosi contratti di fornitura annuale ad esecuzione continuata, di vincoli contrattuali e tariffari tali a limitare l'esercizio della libertà di scelta del fornitore riconosciuta ai clienti che avevano già acquisito il diritto alla qualifica di cliente idoneo, in data 9 novembre 1999, l'Autorità ha adottato la delibera n. 158 concernente *La facoltà di recesso nei contratti di fornitura annuali, ad esecuzione continuata, di servizi elettrici*.

I sopra menzionati vincoli riguardavano, in particolare, l'impossibilità per i clienti che avevano già acquisito la qualifica di cliente idoneo di recedere unilateralmente e senza oneri dal contratto di fornitura, e le tariffe applicate dall'impresa distributrice nel periodo compreso tra la data di scadenza del contratto annuale di fornitura e quella di avvio del nuovo contratto con un operatore sul mercato libero. Tali tariffe risultavano più onerose per il cliente a causa della mancata applicazione della tariffa multioraria ad utenze soggette a tale tariffa.

La delibera n. 158/99 prevede che i contratti di durata annuale debbano contenere una clausola che contempli il riconoscimento al cliente della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso all'impresa distributrice non superiore ad un mese, nel caso in cui, anche in vigenza di contratto, il cliente abbia acquisito la qualifica di cliente idoneo.

La direttiva si applica sia agli utenti che acquisiscono la qualifica di cliente idoneo per effetto delle disposizioni del dlgs. n. 79/99, sia agli utenti che partecipano ad un consorzio o ad una società consortile o fanno parte di un'impresa costituita in forma societaria o di un gruppo di imprese avente la qualifica di cliente idoneo, relativamente ai punti di consumo individuale di energia elettrica per cui tale qualifica ha effetto, come previsto dalla delibera dell'Autorità n. 91/99.

Nella delibera è stato previsto un termine di preavviso non superiore a un mese per permettere al cliente finale, nel caso in cui non sottoscriva un nuovo contratto sul mercato libero, di stipulare un nuovo contratto annuale di fornitura con l'impresa distributrice locale, alle condizioni tariffarie vigenti, evitando di ricorrere a contratti di fornitura di durata inferiore all'anno.

Condizioni di importazione dell'energia elettrica

L'art. 10, comma 2 del dlgs. n. 79/99 prevede che l'Autorità individui, con proprio provvedimento, le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso in cui risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di un'equa ripartizione tra mercato vincolato e mercato libero. Sempre con proprio provvedimento l'Autorità è chiamata a fissare le modalità e le procedure per consentire al Grtn S.p.A. di rifiutare l'accesso alla rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica importata a beneficio di un cliente idoneo, qualora nel paese di produzione non sia riconosciuta uguale qualifica alla stessa tipologia di clienti. Il comma 3 dell'art. 10 stabilisce inoltre che l'Autorità emani norme sulla compatibilità ambientale e economica dell'energia elettrica importata da paesi non appartenenti all'Unione europea, tenuto conto delle condizioni di reciprocità.

In data 28 ottobre 1999 l'Autorità ha adottato la delibera n. 162 recante *Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ai sensi dell'art. 10, commi 2 e 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99*. Con la delibera n. 162/99 l'Autorità ha disciplinato le modalità e le condizioni delle importazioni nonché le procedure che il Grtn S.p.A. deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero. La delibera stabilisce che la massima capacità di trasporto complessiva sull'interconnessione con l'estero sia destinata per il 65 per cento al mercato vincolato e, per il 35 per cento al mercato libero. I soggetti che intendono usufruire, per l'anno 2000, di un servizio di vettoriamento internazionale per l'importazione o esportazione di energia elettrica sono tenuti a presentare una apposita domanda contenente informazioni relative ai punti di consegna e riconsegna, nonché all'acquisizione, anche in data successiva a quella di presentazione della domanda, della qualifica di cliente idoneo. Le informazioni relative ai punti di consegna e riconsegna rispondono alla necessità sia di identificare il luogo di origine dell'energia elettrica importata, al fine dell'applicazione della clausola di reciprocità, sia di permettere al Grtn S.p.A. una verifica sulla compatibilità delle richieste con la salvaguardia della sicurez-

za di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Se, dopo aver integralmente soddisfatto le richieste di importazione, a seguito della valutazione positiva del Grtn S.p.A., in ordine alla compatibilità di dette richieste con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e con la massima capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione, risulti una capacità residua, ovvero, qualora si renda disponibile della capacità nel corso dell'anno 2000, tale capacità dovrà essere assegnata ai soggetti interessati sulla base dell'ordine di ricevimento delle richieste di importazione. Nel caso in cui, invece, la domanda ecceda la capacità disponibile, tale capacità dovrà essere allocata sulla base di una procedura concorsuale.

Con riferimento alle importazioni di energia elettrica da paesi non appartenenti all'Unione europea, pur ritenendo necessario sottoporre la materia a ulteriori approfondimenti, la delibera n. 162/99 dispone che a partire dall'anno 2001 tali importazioni saranno soggette alle norme in materia di compatibilità ambientale ed economica sulla base di una serie di criteri specificati nella delibera.

Successivamente all'approvazione della delibera n. 162/99, l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare alcune modifiche al fine di eliminare eventuali incertezze interpretative, nonché di prorogare i termini di presentazione delle domande di vettoriamento internazionale e di verifica delle stesse da parte del Grtn S.p.A.. A tal fine, l'11 novembre 1999 l'Autorità ha adottato la delibera n. 172/99 recante *Modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 162/99*. In particolare, le modifiche precisano che i consorzi di acquisto dell'energia elettrica godono delle stesse prerogative dei clienti idonei finali e che le condizioni di reciprocità nelle importazioni internazionali vengono sottoposte a verifica alla data di inizio del trasporto di elettricità.

A seguito di comunicazione da parte del Grtn S.p.A. con la quale veniva reso noto l'eccesso della domanda rispetto alla capacità disponibile, con delibera 3 dicembre 1999, n. 180, recante *Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti*, l'Autorità ha previsto l'applicazione di un limite alla detenzione di quote della massima capacità di trasporto disponibile, ai sensi dell'art. 10, comma 2, primo periodo, del dlgs. n. 79/99, e definizione del corrispettivo di cui all'art. 5, comma 5.4, della delibera n. 162/99. L'Autorità ha stabilito che, per ciascun mese solare dell'anno 2000, nessun operatore ha diritto ad una percentuale superiore al 20 per cento della massima capacità disponibile complessiva per nuovi impegni contrattuali di importazione su tutta l'interconnessione con l'estero. Nel caso di paesi confinanti nei confronti dei quali l'insieme delle

richieste di vettoriamento internazionale risulti superiore alla massima capacità disponibile, la delibera n. 180/99 prevede che, sempre con riferimento a ciascun mese solare dell'anno 2000, la massima capacità disponibile per ciascun operatore non possa superare il 15 per cento.

A seguito della delibera n. 180/99, il Grtn S.p.A. ha comunicato all'Autorità che, dopo essere state eseguite le necessarie rettifiche alle richieste presentate dai soggetti interessati, è emersa l'esistenza di capacità di trasporto residua sull'interconnessione con alcuni paesi confinanti. Conseguentemente l'Autorità, con delibera 16 dicembre 1999 n. 182, recante *Ulteriori disposizioni in materia di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero per l'anno 2000*, ha proceduto ad un'integrazione delle disposizioni contenute nella delibera n. 180/99. Con la delibera n. 182/99, l'Autorità ha stabilito che, in caso di residua capacità disponibile, questa sia assegnata esclusivamente a soggetti che abbiano già presentato domanda di vettoriamento internazionale, fermo restando il limite del 20 per cento di cui alla delibera n. 180/99. L'assegnazione è definitiva solo se, entro il 28 dicembre 1999, il soggetto interessato ha comunicato al Grtn S.p.A. la sua accettazione di tutto o di una quota della capacità assegnata, unitamente alle modalità secondo cui intende avvalersi di tale capacità.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti

Nel corso del 1999 gli uffici dell'Autorità hanno attivato 70 istruttorie relative ad accertamenti tecnici di cui ai titoli II e V del provvedimento CIP 29 aprile 1992 n. 6 e successive modifiche e integrazioni, con l'obiettivo di definire, su istanza dei soggetti produttori, il prezzo di cessione dell'energia elettrica o una sua maggiorazione rispetto a quello previsto dal punto 3, titolo 2, del medesimo provvedimento CIP n. 6/92. Nello svolgimento di tali istruttorie sono stati eseguiti 11 controlli tecnici sugli impianti al fine di acquisire elementi informativi relativi alla tipologia ed all'entità delle opere eseguite e alla loro correlazione con la funzionalità dell'impianto, allo stato generale dell'impianto, nonché altre informazioni funzionali agli accertamenti tecnici di cui sopra, effettuando dei sopralluoghi presso sette impianti idroelettrici, un impianto fotovoltaico, un impianto di generazione elettrica con turboespansore e due impianti a biogas.

Sulla base di tali istruttorie, nel 1999 l'Autorità ha accettato quattordi-

ci rifacimenti di impianti esistenti, tre potenziamenti di impianti idroelettrici, un potenziamento non idroelettrico, due accertamenti dei costi, otto casi di problematiche impiantistiche-economiche analoghe a quelle degli impianti che utilizzano rifiuti solidi urbani (RSU), e ha respinto due istanze di rifacimento di impianto esistente, due istanze di potenziamento di impianto idroelettrico e due istanze di accertamento dei costi.

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 iniziato l'attività di raccolta e verifica dei dati di produzione degli impianti assimilati a fonte rinnovabile ai sensi del titolo I, del provvedimento CIP n. 6/92. Nello svolgimento di tale attività gli uffici dell'Autorità hanno provveduto al monitoraggio dei dati di produzione di 380 impianti di generazione elettrica in esercizio nel 1998, 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.

È stata inoltre constatata la dismissione di 33 impianti di generazione elettrica assimilati ai sensi del titolo I, del provvedimento CIP n. 6/92, e la non attivazione o la mancata realizzazione alla data del 31 dicembre 1998, di ulteriori 83 impianti per i quali era avvenuta la comunicazione dell'indice energetico da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

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.

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 congruaglio 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.

Nel 1999 è proseguita l'attività connessa alla determinazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34, e sono stati effettuati i sopralluoghi su tutti i 15 impianti di produzione di energia elettrica appartenenti a 8 imprese produttrici-distributrici. In particolare si tratta di un impianto idroelettrico e di quattordici impianti di cogenerazione con teleri-

scaldamento. Relativamente ad un secondo impianto idroelettrico l'impresa produttrice-distributrice ha espresso la volontà di rinunciare alla opzione per il provvedimento CIP 14 novembre 1990 n. 34 a suo tempo effettuata, preferendo l'applicazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92.

Con il provvedimento 16 dicembre 1999, n. 183 l'Autorità ha avviato l'istruttoria formale per la determinazione dei contributi che dovrà essere conclusa entro il 21 luglio 2000.

Infine, con riferimento a quanto previsto dall'art. 15 del dlgs. n. 79/99, *Norme transitorie in materia di fonti rinnovabili*, l'Autorità ha avviato il monitoraggio dei provvedimenti adottati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi dei commi 1, 3, 4 e 5 del medesimo art. 15.

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

INTRODUZIONE

Nel corso del 1999 le attività svolte dall'Autorità si sono concentrate sull'avvio della riforma tariffaria e sugli adempimenti connessi con il recepimento, nella normativa italiana, della Direttiva europea 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale.

Il nuovo ordinamento tariffario proposto dall'Autorità nei primi mesi del 2000 riflette la struttura del settore risultante dal decreto legislativo di recepimento, definirà le tariffe per i servizi di trasporto, di stoccaggio, di distribuzione (nella nuova accezione di trasporto su scala locale) e per i servizi ancillari, oltre alle tariffe per gli usi finali che permarranno per i clienti vincolati, con gli opportuni adeguamenti.

La regolazione tariffaria distingue tra le fasi destinate a rimanere a lungo in condizioni di monopolio tecnico e quelle potenzialmente concorrenziali, in modo da favorire la liberalizzazione di queste ultime. Riconosce i costi efficienti, desumibili anche dal confronto comparativo fra gli esercenti in campo nazionale ed europeo, tenendo conto delle rispettive condizioni di operatività. Favorisce la massima responsabilizzazione degli esercenti, nel rispetto dei vincoli tendenti a promuovere l'efficienza e la qualità del servizio, e a limitare i sussidi incrociati tra utenti in relazione alla tipologia, alla classe dimensionale e all'ubicazione. Le tariffe sono determinate autonomamente dagli esercenti nell'ambito dei vincoli definiti dall'Autorità, ma senza discriminazioni in relazione alla tipologia degli utenti. Vengono tutelate le categorie sociali meno agiate e verrà promossa la qualità del servizio, la sicurezza degli impianti, la tutela ambientale e l'uso efficiente delle risorse. Il passaggio dal vecchio al nuovo ordinamento tariffario avverrà secondo scadenze certe e con gradualità.

In tale quadro generale si sono inseriti l'intervento attuato con la delibera 23 dicembre 1999, n. 193, che ha ridotto i costi di trasporto del gas naturale (con riflessi diretti sulle tariffe per gli usi finali, attraverso il prezzo riconosciuto della materia prima e con riflessi indiretti sui prezzi praticati agli utilizzatori termoelettrici e industriali, attraverso i criteri di negoziazione), e l'aggiornamento dei criteri per l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima, attuato con la delibera del 22 aprile 1999, n. 52.

In vista del recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, l'Autorità ha svolto una ricognizione della situazione nazionale ed europea e ha analizzato le esperienze di liberalizzazione già in corso, nel Regno Unito e in Nord America, formulando quindi le sue osservazioni e proposte, in data 16 dicembre 1999, con la delibera n. 181.

Dopo l'emanazione dello schema di decreto legislativo di attuazione del 14 febbraio 2000, l'Autorità ha poi trasmesso nell'ambito dell'*Indagine conoscitiva sul riassetto del mercato del gas*, memorie per le audizioni del 14 marzo 2000 davanti alla X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati e per l'audizione del 21 marzo 2000 davanti alla X attività produttive, commercio e turismo del Senato della Repubblica. Infine, in data 14 aprile 2000 l'Autorità ha diffuso una Segnalazione al Governo concernente lo schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas.

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sul prezzo del gas nelle forniture ospedaliere l'Autorità ha diffuso un documento di consultazione finalizzato all'adozione di criteri per la definizione del prezzo delle forniture che evitino la discriminazione fra utenze ospedaliere e utenze industriali con analoghe caratteristiche di prelievo (delibera 11 marzo 1999, n. 29). A seguito di tale delibera, il 16 dicembre 1999 le organizzazioni rappresentative del settore ospedaliero, le associazioni dei soggetti esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale e la Snam S.p.A. hanno rinegoziato i prezzi di fornitura.

L'attività di monitoraggio e controllo delle tariffe e degli aggiornamenti tariffari applicati dalle aziende di distribuzione all'utenza condotta nel corso del 1999 ha permesso l'individuazione di errori in circa 150 casi. L'intervento degli uffici dell'Autorità in 46 casi ha comportato riduzioni tariffarie di cui hanno beneficiato 62.000 utenti.

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO

Criteri per la riforma delle tariffe di distribuzione e vendita

Nell'ambito del processo di riforma dell'assetto tariffario l'Autorità, in data 14 aprile 2000, ha diffuso un documento per la consultazione recante *Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione* e avviato il processo di consultazione con i soggetti interessati. Le proposte dell'Autorità, coerentemente con i principi ispiratori della legge n. 481/95, sono coerenti con i principi di promozione della concorrenza e di tutela dei consumatori e saranno armonizzate con la nuova struttura del settore che risulterà dal recepimento delle Direttiva 98/30/CE. In estrema sintesi:

- verrà superato il vecchio metodo di calcolo delle tariffe, in vigore dal 1975, che aveva portato negli ultimi anni ad una proliferazione dei bacini tariffari (oltre 1000 in tutta in Italia), a forti divari nell'efficienza delle aziende distributrici locali e a differenze nelle stesse tariffe, spesso non giustificate dai costi del servizio;
- le tariffe saranno differenziate tra i servizi di distribuzione e di vendita, allo scopo di favorire l'introduzione della concorrenza;
- le tariffe rifletteranno i costi del servizio della parte più efficiente degli operatori, con adeguati livelli di qualità e sicurezza. Il sistema prevede incentivi all'incremento dell'efficienza delle aziende distributrici, garantendo aumenti mediamente inferiori all'inflazione attraverso il principio del *price cap*, con l'eccezione della quota delle tariffe a copertura dei costi di approvvigionamento delle materie prime importate;
- Il capitale investito delle imprese regolate sarà remunerato con tassi di rendimento in linea con quelli delle imprese europee del settore;
- le tariffe agli utenti saranno determinate dai distributori nell'ambito di vincoli fissati dall'Autorità e saranno uniche in tutta in Italia per ciascun esercente (gruppo industriale privato, sotto controllo pubblico o amministrazione comunale). Con il superamento delle gestioni comunali dirette, previsto dal DDL 4014, gli esercenti e le tariffe si ridurranno a circa 300 e saranno in ulteriore diminuzione a seguito dei processi di concentrazione in corso nel settore;
- potranno essere proposte tariffe speciali, anche stagionali, ma saranno in ogni caso vietate le discriminazioni per tipo di uso del gas o su base territoriale;
- saranno introdotte tariffe "sociali" ridotte a beneficio delle famiglie meno abbienti, estese ai fabbisogni del riscaldamento delle abitazioni. L'accesso alle tariffe sociali sarà agganciato all'indicatore della situazione economica

equivalente (ISEE e cosiddetto "redditometro");

- oltre alle tariffe, il nuovo sistema regola anche i contributi per l'allacciamento, l'attivazione e la disattivazione del servizio, finora definiti a livello comunale;
- verranno apportate correzioni alla misura del gas per i servizi svolti ad altitudini superiori a 400 metri, in relazione alla sempre maggiore diffusione del metano nelle zone montane, e verrà definito un nuovo criterio di valutazione del potere calorifico superiore del gas, in modo da stabilire una più precisa corrispondenza tra tariffe e potere calorifico del gas distribuito localmente.

Per effetto della riforma, le tariffe per livelli di consumo minimi (tipicamente quelli che utilizzano il gas solo per uso cucina o per lo scaldabagno domestico, circa il 5 per cento della distribuzione locale) potranno subire aumenti in quanto esse sono attualmente inferiori, anche sensibilmente, rispetto ai costi del servizio; per contro, sono probabili diminuzioni nella tariffe per i livelli di consumo propri del riscaldamento condominiale, del terziario e della piccola e media industria.

Nel complesso, è prevedibile una lieve diminuzione delle tariffe medie rispetto ai livelli attuali; saranno tuttavia sensibili i riequilibri sia al rialzo che al ribasso per i singoli utenti e le diverse situazioni territoriali. L'adeguamento avverrà comunque con gradualità, entro tre anni.

La tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane e criteri per la negoziazione dei prezzi di cessione sottoposti al regime di sorveglianza

Nel corso del 1999, nell'ambito della riforma complessiva del sistema tariffario del gas, l'Autorità ha condotto un'analisi preliminare di controllo e analisi dei costi del servizio in alta pressione.

Avendo rilevato che questi ultimi risultavano inferiori rispetto a quanto riconosciuto nella tariffa attuale, in vista dell'attuazione della riforma tariffaria e in considerazione dello sfavorevole andamento dei prezzi internazionali, l'Autorità ha ritenuto di dover intervenire con un provvedimento urgente di riduzione di tali costi.

Il provvedimento adottato dall'Autorità con la delibera 23 dicembre 1999 n.193 ha ridotto la parte di tariffa del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane riferita al rimborso dei costi di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del gas naturale.

Con riferimento ai prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza ai sensi della delibera del CIPE 20 settembre 1974, il prov-

vedimento ha inoltre segnalato alle parti interessate l'opportunità che:

- la negoziazione delle condizioni di fornitura porti alla definizione di prezzi di cessione del gas naturale aderenti ai costi delle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione;
- i criteri di indicizzazione dei prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza siano resi coerenti con i criteri definiti per l'indicizzazione delle tariffe.

Il trasporto in alta pressione

Il servizio di trasporto cui si riferisce la delibera dell'Autorità è quello del gas naturale esercito in alta pressione che comprende:

- *la fornitura o cessione di gas naturale da parte delle società di trasporto agli esercenti il servizio di distribuzione urbana del gas. Nel 1998 tale attività era svolta, per il 99 per cento dei volumi di gas naturale coinvolti, dalla società Snam S.p.A. e rappresentava circa il 53 per cento delle vendite di gas naturale della stessa società;*
- *la fornitura o cessione di gas naturale al settore industriale e termoelettrico. Nel 1998 l'attività era effettuata per l'81 per cento dalla Snam S.p.A. e rappresentava circa il 47 per cento delle vendite totali della società;*
- *il vettoriamento di gas per conto terzi, effettuato dalla sola Snam S.p.A.. Nel 1998, l'attività rappresentava circa il 10 per cento delle quantità complessivamente trasportate sulle reti ad alta pressione nazionali.*

L'attività di trasporto in alta pressione viene effettuata prevalentemente mediante l'utilizzo di condotte di prima, seconda e terza specie, caratterizzate da pressioni massime di esercizio superiori a 5 bar. Le attività di stoccaggio, bilanciamento e vendita sono funzionali a quelle di trasporto. Nel 1998 le attività di bilanciamento e stoccaggio erano controllate per il 99 per cento dall'Eni S.p.A., che ne cedeva i servizi alla società controllata Snam, ricevendone un corrispettivo.

I costi del servizio analizzati dall'Autorità sono stati valutati sulla base dei bilanci delle società del gruppo Eni S.p.A. nel corso del 1998. L'analisi del bilancio della Snam S.p.A. ha permesso una stima sufficientemente precisa dei costi sostenuti per le forniture di gas naturale ad alta pressione, poiché le attività della Snam S.p.A. comprendono la quasi totalità delle attività di trasporto del gas naturale ad alta pressione effettuate in Italia, e, tra i costi sostenuti, sono presenti in bilancio quelli relativi alle attività di trasporto internazionale e bilanciamento, svolte in massima parte dall'Eni S.p.A., direttamente o attraverso società collegate.

Il margine derivante dal trasporto in alta pressione e dalle attività connesse è risultato pari a 123,7 lire/mc per l'anno 1998,. Esso costituisce un valore medio tra i margini relativi al gas naturale destinato alla distribuzione mediante reti urbane (pari a 188 lire/mc) e i margini relativi al gas naturale con altre destinazioni (consumi industriali, generazione di elettricità, altri utilizzi e vettoriamiento).

I costi riconosciuti per le attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del gas ad alta pressione, comprensivi di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, sono stati individuati in modo integrato, non essendo disponibili informazioni sulla separazione amministrativa e contabile delle attività stesse.

La valutazione dei costi è stata effettuata in maniera prudenziale e orientata all'individuazione dei costi massimi, per tenere conto dell'esigenza di porre in evidenza divergenze tra i costi riconosciuti e i costi effettivi, tali da richiedere un intervento urgente di rideterminazione.

I costi considerati sono stati quelli relativi alla gestione caratteristica del servizio di fornitura del gas ad alta pressione, escludendo quelli di natura straordinaria e afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio gas.

La stima effettuata con metodo analogo a quello adottato per il servizio elettrico (*cfr.* Capitolo 4), ha evidenziato un costo medio per le suddette attività in alta pressione, comprensivo di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, inferiore al margine medio relativo alle predette attività, così come risultante dal bilancio della Snam S.p.A.

In considerazione della differenza riscontrata tra i costi stimati e le corrispondenti componenti dei prezzi del gas naturale fornito a valle del servizio ad alta pressione, l'Autorità ha operato una riduzione di 22,6 lire/mc dei costi riconosciuti per tale servizio nell'ambito della tariffa del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane, avendo valutato questa differenza non inferiore al 12 per cento. Tale riduzione ha consentito una corrispondente diminuzione delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale di 23,7 lire/mc a partire dall'1 gennaio 2000.

Per i contratti di fornitura sottoposti a regime di sorveglianza, l'Autorità, con la stessa delibera, ha segnalato alle parti interessate l'esistenza di una significativa differenza tra i costi medi del servizio ed i prezzi, e ha ravvisato l'opportunità di procedere ad una nuova negoziazione dei contratti di cessione sulla base dei criteri di aderenza ai costi delineati.

In considerazione del carattere indicativo che assumono i criteri cui devono conformarsi i prezzi soggetti a regime di sorveglianza, l'Autorità ha ritenuto opportuno che le parti interessate verificassero i contratti esistenti, in modo da accertare la coerenza dei prezzi con i costi, tenendo conto delle condizioni di servizio relative a ciascun accordo e contratto di fornitura.

La delibera n. 193/99 è stata impugnata innanzi al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia da Snam S.p.A. e altri soggetti ma le sue determinazioni sono state comunque applicate sia dai distributori nei confronti dei clienti da loro serviti, sia dalla Snam nei confronti dei distributori. Sono inoltre stati aperti i negoziati fra le associazioni degli altri utilizzatori e la Snam S.p.A..

Aggiornamento periodico delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane

L'Autorità con delibera 22 aprile 1999, n. 52, entrata in vigore il 1 maggio 1999, ha introdotto un nuovo criterio per l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima.

Il nuovo criterio trasferisce in tariffa la sola variazione delle quote di costo influenzate dall'andamento dei mercati internazionali dei prodotti petroliferi, individuando all'interno del costo riconosciuto della materia prima una quota che corrisponde al costo di acquisto dei gas all'estero. Gli indicatori scelti per l'indicizzazione di tale quota sono i prezzi dei greggi, del gasolio e degli oli combustibili. Per le tariffe del gas di petrolio liquefatto (GPL), si è fatto riferimento ai mercati originari del propano commerciale.

L'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno calcolare le variazioni degli indicatori di prezzo prescelti sulla base di medie semestrali: tale scelta garantisce una relativa stabilità delle tariffe del gas naturale, attenuando e diluendo nel tempo gli effetti della variabilità dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Nella tavola 5.1 sono riportate le variazioni delle tariffe intervenute dopo l'entrata in vigore della delibera n. 52/99.

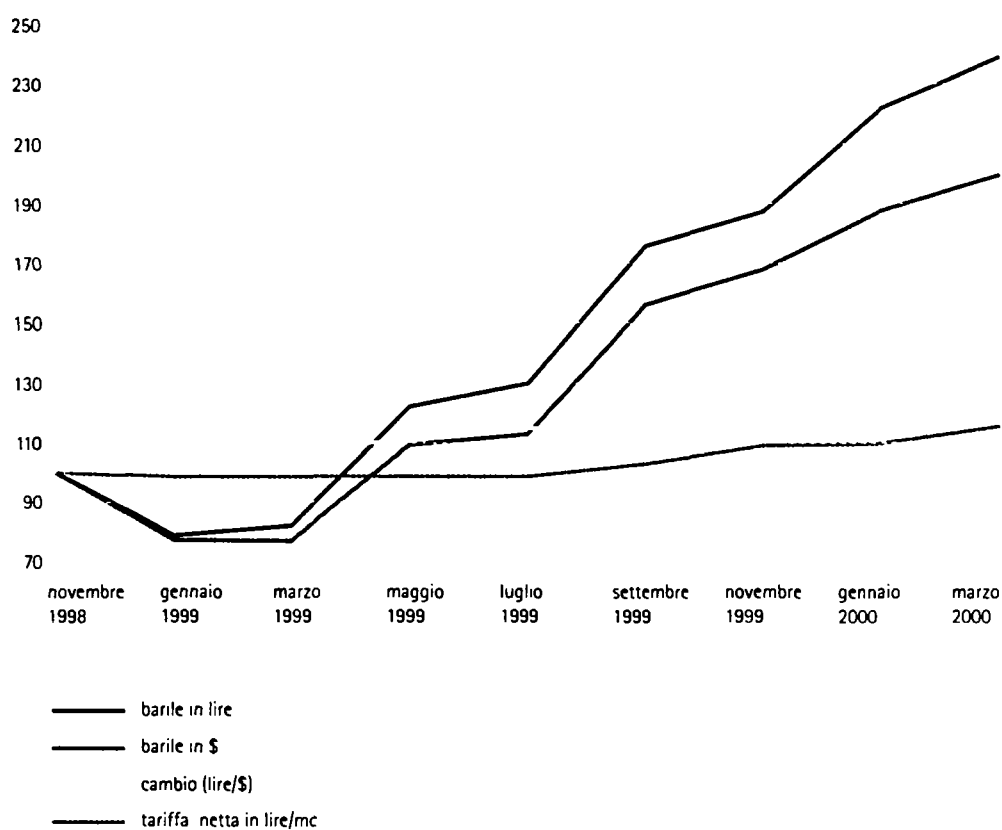
TAV. 5.1 VARIAZIONI DELLE TARIFFE DEL GAS NATURALE DOPO L'ENTRATA IN VIGORE DELLA DELIBERA N. 52/99

DELIBERE AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA PARTE INDICIZZATA DELLA TARIFFA DEL GAS NATURALE lire/mc	VARIAZIONE PERCENTUALE DELLE TARIFFE DEL GPL lire/mc
24 giugno 1999, n. 87	1 luglio 1999	-	+ 45,9
26 agosto 1999, n.126	1 settembre 1999	+ 21,9	+ 274,0
25 ottobre 1999, n.161	1 novembre 1999	+ 30,6	+ 148,0
22 dicembre 1999, n. 195	1 gennaio 2000	+ 27,0	-
24 febbraio 2000, n.40	1 marzo 2000	+ 28,5	+ 165,8

Gli aumenti riflettono il forte incremento dei prezzi verificatosi sui mercati petroliferi internazionali a partire dai primi mesi del 1999 che in presenza del deprezzamento del valore esterno dell'euro, si è tradotto in elevati aumenti delle tariffe.

Il Governo con decorrenza 1 novembre 1999, 4 gennaio 2000 e 1 marzo 2000 ha modificato e ridotto le aliquote delle accise sia del gas naturale sia del GPL distribuiti in rete.

FIG 51 TARIFFE DEL GAS NATURALE AL NETTO DELLE IMPOSTE: EVOLUZIONE RISPETTO AL PREZZO DEL BARILE



Gli interventi descritti e le riduzioni tariffarie per complessive 62,2 lire/mc, deliberate dall'Autorità nel periodo maggio 1998 - gennaio 1999 hanno comportato aumenti della tariffa media del gas naturale, nel periodo marzo 1998 - marzo 2000, contenuti nella misura di 20,0 lire/mc, imposte comprese.

L'utilizzo da parte dell'Autorità degli spazi di flessibilità di cui disponeva nella fase di avvio della riforma tariffaria ha permesso di contenere gli impulsi inflattivi derivanti dalla sfavorevole evoluzione dei prezzi internazionali delle materie prime energetiche. Di conseguenza, l'andamento effettivo delle tariffe del gas è risultato meno espansivo di quello che si sarebbe determinato, in assenza di interventi, con il precedente regime: in particolare le due successive revisioni dei meccanismi di indicizzazione delle tariffe del gas distribuito su reti fisse - operate con le delibere 23 aprile 1998, n. 41 (*Relazione Annuale 1999*) e 22 aprile 1999, n. 52 - hanno permesso di attenuare il trasferimento all'utenza finale dei rincari dei prezzi petroliferi. L'effetto di contenimento è stato poi rafforzato, alla fine dello scorso anno, dal riallineamento dei margini della distribuzione primaria, attuato con la delibera n. 193/99 (Fig. 5.3, dove il termine di riferimento è costituito da un indicatore di prezzo internazionale, il gasolio 0,2 Cif Med Basis Genova-Lavera).

FIG 5.2 TARIFFA MEDIA DEL GAS NATURALE AL LORDO DELLE IMPOSTE

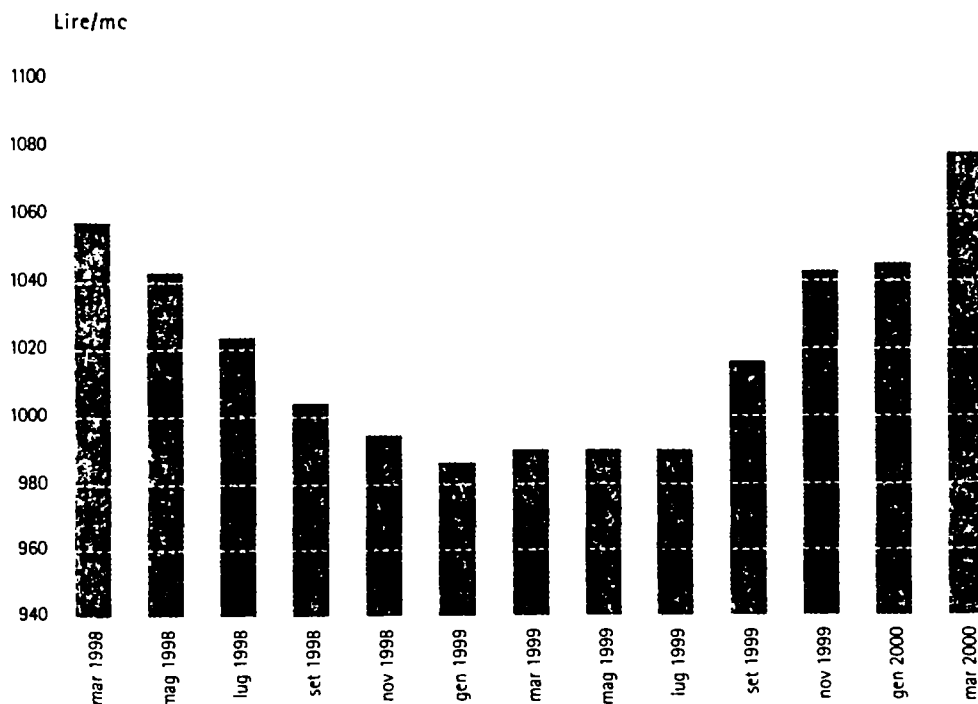
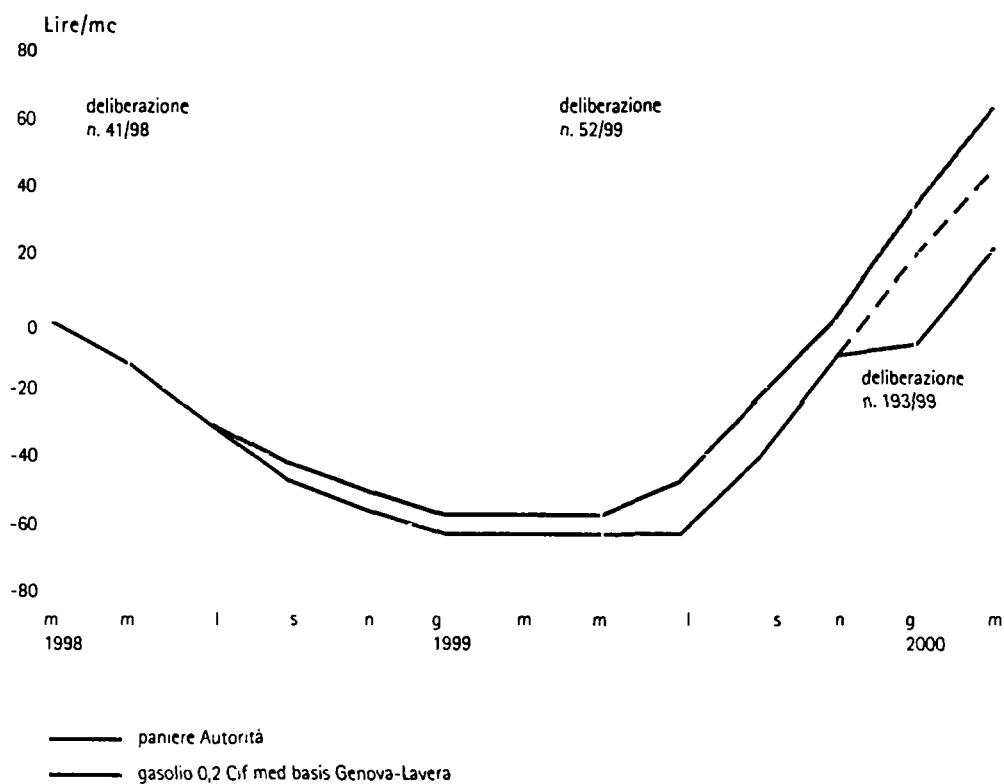


FIG 53 VARIAZIONI DELLE TARIFFE DEL GAS NATURALE CON E SENZA INTERVENTI DELL'AUTORITÀ



PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DI MERCATO

Attività in materia di separazione contabile e amministrativa

Nel 1999 è proseguita, anche con l'esame delle esperienze estere, l'attività finalizzata alla formazione di un provvedimento per la separazione contabile e amministrativa da parte dei soggetti esercenti il servizio nel settore del gas, avviata con delibera del 10 luglio 1998, n. 80, in attuazione a quanto previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95.

La separazione contabile e amministrativa ha per obiettivi principali l'elaborazione e l'aggiornamento di una tariffa equa e congrua per i servizi offerti in regime di monopolio, l'identificazione e definizione dei servizi a carattere concorrenziale, la valutazione del grado di concorrenza, l'eliminazione dei sussidi incrociati, la promozione dell'efficienza.

La contabilità per il regolatore, in vista degli obiettivi sopra esposti, deve quindi essere compatibile con la struttura del controllo dei prezzi (nella sua forma attuale e nelle sue forme probabili); collegarsi alle informazioni sulla performance (per le considerazioni di equità e congruità); mettere in evidenza situazioni di sussidio, discriminazione e abuso di posizione dominante, l'allocatione degli oneri di violazione degli obblighi e l'entità degli oneri di vincolo; consentire il raffronto fra consuntivi e previsioni, in termini economici e in termini di performance, e il raffronto con altre situazioni analoghe tramite tecniche di *benchmarking*.

Gli elementi contabili da considerare sono principalmente i costi di esercizio e di investimento, le attività e le passività patrimoniali, i ricavi, la redditività del capitale investito e il flusso di cassa, da riferire alle aree e alle unità di business, ai processi, alle funzioni di supporto o loro combinazioni, secondo l'organizzazione d'impresa. Questi andranno ricomposti, di concerto con le imprese, in opportuni soggetti di contabilità. A questo proposito si ricorda che la Direttiva 98/30/CE stabilisce che le imprese del gas tengano conti separati per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate (articolo 13.3). L'esigenza della separazione contabile e amministrativa viene superata solo in parte dall'imposizione della separazione societaria per le diverse fasi delineate dal decreto legislativo di attuazione della Direttiva 98/30/CE, perché ciascuna fase resta comunque formata da un certo numero di servizi.

L'Autorità ha avviato un progetto pilota (delibera del 30 giugno 1999, n. 93) per la verifica dell'applicabilità, nel segmento della distribu-

zione locale, di metodologie di contabilità tenendo conto che nell'immediato solo poche delle oltre 700 aziende sarebbero in grado di applicare metodologie sofisticate.

Osservazioni e proposte per l'apertura del mercato del gas in Italia

Il 12 maggio 1999 il Parlamento approvava il testo dell'art. 41 del disegno di legge collegato alla legge Finanziaria per il 1999 sugli incentivi all'occupazione che definiva termini e criteri entro cui il Governo doveva esercitare la delega per l'attuazione della Direttiva europea 98/30/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Nel rispetto del ruolo disegnato dalla legge n. 481/95, l'Autorità ha trasmesso in data 16 dicembre 1999 il documento *Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale* al Presidente del Consiglio dei ministri, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, e al Ministro delle politiche comunitarie. Lo stesso documento è stato anche inviato al Presidente della Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica, al Presidente della Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, e al Presidente dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Nel documento dell'Autorità si afferma che lo stimolo dell'efficienza e la sicurezza dell'approvvigionamento rientrano fra gli obiettivi primari da perseguire nel recepimento della Direttiva al fine di cogliere le opportunità, offerte dalla liberalizzazione, per aumentare gli investimenti, per ridurre i costi del servizio e per rilanciare la competitività complessiva del sistema gas nazionale, contribuendo alla crescita economica del paese.

La sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia va perseguita nel quadro del processo di graduale apertura del mercato interno, facendo leva sulla ripartizione del rischio consentita dalla molteplicità delle provenienze del gas e degli operatori a livello europeo.

A tale riguardo le indicazioni dell'Autorità si sono orientate lungo due linee fondamentali, in coerenza con gli indirizzi del Governo: da un lato, il potenziamento in condizioni di libera iniziativa delle infrastrutture di approvvigionamento estero e di trasporto e della logistica interna, necessarie per rendere praticabile la crescita prevista dei consumi e la liberalizzazione del mercato nazionale; dall'altro lato, il rafforzamento delle imprese italiane del gas

affinché possano efficacemente competere sia nel mercato interno del gas naturale, sia oltre i confini europei.

Per quanto concerne gli approvvigionamenti l'Autorità ha proposto che la quota massima di gas importato o prodotto per essere offerto sul mercato nazionale, controllata direttamente o indirettamente dallo stesso soggetto, sia fissata al 60 per cento entro la fine del 2003 e al 40 per cento entro i tre anni successivi (con possibilità di differimento, in relazione al grado di liberalizzazione del mercato europeo); i contratti di importazione dovranno inoltre essere soggetti a controllo amministrativo in modo tale da accertare l'eventuale esistenza di clausole, condizioni di esclusiva o vincoli che possano limitarne il trasferimento ad altri operatori o impedire la vendita del gas naturale su mercati diversi da quello nazionale.

Il Governo, allo scopo di coordinare l'adeguamento dei contratti contenenti clausole vietate ai sensi dell'articolo 81 del trattato della Comunità europea e, ove occorra, la loro rinegoziazione, potrà assumere le necessarie iniziative presso la Commissione europea in maniera coordinata con gli altri Stati membri. Tali iniziative dovrebbero riguardare in particolare le clausole di esclusiva territoriale e di destinazione settoriale, o le clausole che possano in qualsiasi modo limitare la flessibilità per quanto concerne il trasferimento dei contratti ad altri operatori o la vendita del gas sui mercati diversi da quello nazionale.

Riguardo all'accesso alle reti di trasporto l'Autorità ha proposto che debbano essere semplificate e rese prevedibili le procedure autorizzative e amministrative necessarie, e resi certi i tempi del loro conseguimento, e che nelle azioni di supporto istituzionale e di eventuale sostegno assicurativo e finanziario sia garantito un trattamento non discriminatorio nei confronti dei diversi operatori.

Per quanto concerne il servizio di trasporto, l'Autorità ha proposto che ciascuna impresa oggi integrata costituisca una società per la gestione, comprendente la conduzione, la manutenzione e lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e dei servizi di dispacciamento, distinta dal soggetto cui fanno capo le attività di natura commerciale. Allo scopo di provvedere al funzionamento sicuro ed efficiente della rete di trasporto nazionale del gas, al suo sviluppo coordinato e all'interoperabilità delle reti interconnesse nazionali ed estere, l'Autorità ha ravvisato l'opportunità che le funzioni e i compiti di gestione coordinata del sistema siano definiti esplicitamente e siano conferiti ad un soggetto gestore responsabile, chiaramente identificato.

L'attività di stoccaggio, oltre alla funzione di bilanciamento, possiede anche una funzione di salvaguardia strategica. Pertanto l'Autorità ha proposto che il Governo stabilisca i criteri da adottare ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento nazionale e quindi fissi le giornate di autonomia necessarie nei diversi periodi dell'anno, e che l'obbligo di mantenere una riserva, e quindi uno

stoccaggio strategico, venga inizialmente attribuito all'Eni S.p.A., come attuale titolare della quasi totalità delle concessioni di stoccaggio nazionale.

Le imprese integrate che svolgono attività di stoccaggio, dovranno effettuare una separazione possibilmente societaria, o almeno amministrativa e contabile, dell'attività di stoccaggio dalle attività di produzione, di importazione e di trasporto del gas naturale, e separare inoltre, dal punto di vista amministrativo e contabile, le attività di gestione del servizio di stoccaggio, comprendenti la conduzione, la manutenzione e lo sviluppo, dalle attività relative alla sua commercializzazione. Il soggetto o i soggetti responsabili della gestione del servizio di stoccaggio saranno tenuti a predisporre un codice di accesso e di uso sulla base di linee guida definite dall'Autorità. Si è inoltre indicata l'esigenza di promuovere a medio termine la formazione di un mercato concorrenziale per gli stoccaggi con l'imposizione al soggetto, oggi in posizione dominante, di cedere una parte dei sistemi di stoccaggio nazionali e dei relativi impianti, ovvero di cedere la gestione di quote del servizio di stoccaggio mediante meccanismi d'asta.

Ai sensi dell'articolo 41, comma 1, lettera b), della legge n. 144/99, si è inoltre segnalata l'opportunità di estendere a tutte le opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema gas realizzate sul territorio nazionale il riconoscimento di pubblica utilità a tutti gli effetti della legge del 25 giugno 1865, n. 2359. Andrà elaborato dalle imprese di trasporto un codice di accesso e di uso del sistema, su linee guida predisposte e aggiornate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95.

Riguardo alla distribuzione per mezzo di reti locali, l'Autorità ha proposto la separazione anche societaria fra le attività di distribuzione in senso stretto e le attività di vendita, e ha ritenuto opportuno che tali attività siano sottoposte a regime autorizzativo, anziché concessorio, osservando che il regime autorizzativo di uso del suolo pubblico favorisce la razionalizzazione delle reti di distribuzione e l'aggregazione degli operatori promuovendone l'efficienza, nella misura in cui il servizio non è vincolato da esclusive comunali. Nel caso in cui venga mantenuto il regime concessorio comunale per la gestione delle reti di distribuzione locale del gas, dovranno essere ricercate l'uniformità e la certezza delle norme che regolano le concessioni, ivi inclusi il loro inizio e la loro durata, compatibili con i programmi di investimento e di sviluppo delle reti e dovranno essere definiti gli obblighi di servizio pubblico.

Considerati gli ostacoli che si frappongono alla liberalizzazione, sia per la concentrazione dell'offerta che per la frammentazione della domanda, l'Autorità ritiene che il processo di apertura del mercato debba essere necessariamente graduale. Nell'immediato, dovrebbero essere dichiarati idonei (ovvero detentori della facoltà, ancorché non dell'obbligo, di approvvigionarsi sul mer-

cato libero) tutti i clienti finali con consumi superiori a 200.000 metri cubi per anno, oltre ai soggetti produttori di energia elettrica a prescindere dal livello del loro consumo annuale di gas e ai soggetti impegnati in attività di cogenerazione, almeno per la parte di gas metano utilizzato per la generazione elettrica, nonché le imprese distributrici che superano una opportuna soglia di vendita annua ai clienti vincolati (ad esempio, 5 milioni di metri cubi).

In merito agli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità ritiene fra l'altro che vadano identificati specifici vincoli e obiettivi di servizio da imporre alle imprese, volti ad assicurare l'interesse generale, comprendente la tutela dei clienti e utenti finali e l'efficiente gestione del servizio.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene inoltre che la liberalizzazione del settore del gas debba avvenire nella prospettiva di una progressiva e coerente integrazione europea del mercato nazionale, tenendo conto delle caratteristiche delle imprese del settore, e del sistema produttivo del Paese.

Le audizioni parlamentari
e la segnalazione
sullo schema di decreto

In seguito all'emanazione in data 14 febbraio 2000 da parte del Governo dello schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas l'Autorità, nell'ambito dell'*Indagine conoscitiva sul riassetto del mercato del gas*, ha presentato memorie nel corso delle audizioni tenutesi presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati il 14 marzo 2000 e la X Commissione attività produttive, commercio e turismo del Senato della Repubblica il 21 marzo 2000. Ha inoltre trasmesso al Governo in data 14 aprile 2000 il documento *Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo concernente lo schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas*.

Nelle audizioni e nella segnalazione al Governo, l'Autorità ha riconosciuto che le norme e le disposizioni contenute nello schema di decreto legislativo approvato in via preliminare dal Consiglio dei ministri il 14 febbraio 2000 costituiscono una solida base per l'avvio del processo di liberalizzazione del mercato del gas in Italia. Per perseguire più efficacemente gli obiettivi dell'apertura del mercato nella salvaguardia delle esigenze di tutti i soggetti coinvolti l'Autorità ha avanzato alcune proposte di modifica.

Queste riguardano principalmente:

- limiti progressivamente più stringenti alle quote di mercato rispetto a quelli previsti dallo schema di decreto legislativo, fino a raggiungere un obiettivo finale più incisivo (50 per cento delle immissioni in rete dopo l'anno 2010) seguendo comunque un percorso flessibile da adeguare nel tempo all'evoluzione delle condizioni di mercato;

- rimozione di ogni barriera all'entrata nel mercato come l'obbligo di vincolare le importazioni alla disponibilità da parte dell'importatore di capacità di stoccaggio strategico allocate nel territorio nazionale e come i requisiti autorizzativi per le importazioni di breve periodo e di GNL;
- separazione societaria delle attività dello stoccaggio da tutte le altre attività del settore del gas, compreso il trasporto e dalle concessioni minerarie di coltivazione;
- richiamo alla legge 14 novembre 1995, n. 481, per quanto concerne i criteri per la definizione delle tariffe, la cui validità è richiamata esplicitamente nell'articolo 41 della legge delega 17 maggio 1999, n. 144;
- opportunità di porre in capo all'Autorità i compiti di garanzia dell'interconnessione e dell'interoperabilità del sistema gas, convenzioni, codici di comportamento che consentano l'interoperabilità delle reti, la loro gestione coordinata tenendo conto delle esigenze di dispacciamento e dei rapporti con le reti di altri paesi membri dell'Unione europea;
- armonizzazione dei criteri di ammissione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione con gli adempimenti previsti dal disegno di legge per il riordino dei servizi pubblici locali;
- misure di tutela dei consumatori, dirette in particolare verso le categorie meno protette, in vista dell'apertura totale del mercato in tempi ravvicinati, con la garanzia di poter optare comunque per condizioni e modalità di fornitura regolamentate e le modalità per riconoscere e verificare la qualifica di clienti idonei degli aventi diritto;
- attribuzione all'Autorità di poteri di indagine per l'acquisizione di informazioni relative alle attività dei soggetti regolati e di competenza in caso di controversie in materia di accesso e nelle procedure per le richieste di deroga all'obbligo di accesso a seguito di contratti *take or pay*.

Istruttorie e segnalazioni

Istruttoria sulle tariffe ospedaliere

Nel dicembre 1996, l'Azienda ospedaliera Ospedale San Martino di Genova e cliniche Universitarie Convenzionate, segnalava all'Autorità che il prezzo applicato alle forniture di gas metano per uso ospedaliero era penalizzante in relazione alle sue caratteristiche di consumo (equiparabili per quantità a quelle di un'industria di medie dimensioni, ma il cui esborso è nettamente superiore), avanzando su questa base la richiesta di un riesame delle condizioni applicate al fine di una equiparazione con i prezzi applicati al settore industriale.

Rilevando sulla base della documentazione fornita, che il caso potesse costituire il presupposto per interventi formali ai sensi della legge n. 481/95,

l'Autorità, con delibera del 31 luglio 1997 n. 87, ha avviato una istruttoria al fine di consentire una verifica circa l'effettiva sussistenza delle condizioni per gli interventi di competenza.

Come descritto in maggiore dettaglio nella *Relazione* sul 1998, l'istruttoria ha permesso di concludere che i prezzi del gas ai complessi ospedalieri venivano determinati con riferimento a parametri medi che non riflettevano la forte variabilità delle condizioni di fornitura, caratteristica dei complessi ospedalieri, sia in termini di consumo annuo sia di grado di utilizzo della capacità impegnata.

In sintesi, i prezzi di fornitura ai complessi ospedalieri previsti nell'accordo contrattuale tra Snam S.p.A. e le associazioni dei distributori presentavano la specificità, non riscontrabile per nessuna altra categoria di consumatori, di un prezzo deciso unilateralmente dal distributore finale insieme al fornitore della materia prima, l'uno operante in regime di monopolio di fatto, l'altro in regime di esclusiva, con evidente pregiudizio degli interessi degli utenti.

Pertanto l'Autorità ha avviato, ai sensi del combinato disposto degli articoli 2, comma 14 e 32, e 3, comma 1, della legge n. 481/95, un procedimento per la definizione di criteri per la determinazione dei prezzi del gas naturale per i complessi ospedalieri. Nel documento di consultazione pubblicato a seguito della delibera 11 marzo 1999, n. 29 si argomenta che i nuovi criteri debbano impedire discriminazioni tra utenze ospedaliere e industriali con analoghe caratteristiche di prelievo, sulla base del principio di rispondenza al costo effettivamente sostenuto. Al documento, l'Autorità ha invitato a far pervenire osservazioni e suggerimenti entro il 5 maggio 1999 (scadenza poi prorogata al 31 maggio 1999). A seguito di tale delibera, il 16 dicembre 1999 le organizzazioni rappresentative del settore ospedaliero, le associazioni dei soggetti esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale e la Snam S.p.A. hanno rinegoziato i prezzi di fornitura.

Segnalazione su aliquota IVA Alcuni utenti della società Is Gas S.c.a.r.l. hanno richiesto all'Autorità di valutare la correttezza dei contratti e dei prezzi di fornitura del gas a mezzo di rete urbana offerti dalla medesima società nella sua posizione di esercente il servizio di distribuzione nel Comune di Cagliari.

La società Is Gas applica un'aliquota IVA del 20 per cento alle forniture di gas manifatturato o gas di città per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda a cui corrisponde la tariffa T1, in considerazione del fatto che, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972 n. 633 (parte II, n. 127, tabella A) la tariffa T1 del gas manifatturato o gas di città non è da includere nella categoria di gas ad aliquota agevolata del dieci

per cento, in quanto il gas erogato dalla Is Gas ha caratteristiche merceologiche totalmente diverse da quelle del gas metano e dai gas di petrolio liquefatto. Il Ministero delle finanze (Direzione regionale delle entrate per la Sardegna) ha avvalorato l'interpretazione data dalla società Is Gas, affermando che, ai sensi del DPR n. 633/72 l'aliquota IVA agevolata è applicabile alla miscela di gas erogata, unicamente qualora essa possa essere qualificata come gas metano o GPL.

Tale interpretazione contrasta con quanto affermato in seguito dal Ministero delle finanze con una circolare (1 giugno 1973, n. 35) in cui il presupposto per l'assoggettamento all'aliquota IVA agevolata era individuato nella tipologia di utilizzo, nella fattispecie domestico, e non in quella merceologica del gas erogato tramite reti di distribuzione.

L'Autorità, ha ritenuto che l'applicazione dell'aliquota IVA agevolata al 10 per cento per la fornitura di gas per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda, dovrebbe essere indipendente dalla materia prima effettivamente erogata tramite reti di distribuzione. Pertanto l'aliquota IVA pari al 20 per cento applicata alla fornitura, a mezzo di reti di distribuzione urbane, di gas manifatturato o di gas di città per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda nel Comune di Cagliari, determina una disparità di trattamento tra gli utenti della società IS GAS e altri utenti che, a mezzo di reti di distribuzione urbane, usufruiscono di forniture di gas metano e di GPL per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda e GPL contenuti o destinati ad essere immessi in bombole da 10 e 20 kg, ai quali è applicata l'aliquota IVA del 10 per cento. L'Autorità conseguentemente ha proposto al Ministro delle finanze, che il gas manifatturato o gas di città, venga inserito, nel DPR n. 633/72, tra i combustibili a cui viene assoggettata un'aliquota IVA agevolata (delibera 19 aprile 2000, n. 74)

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

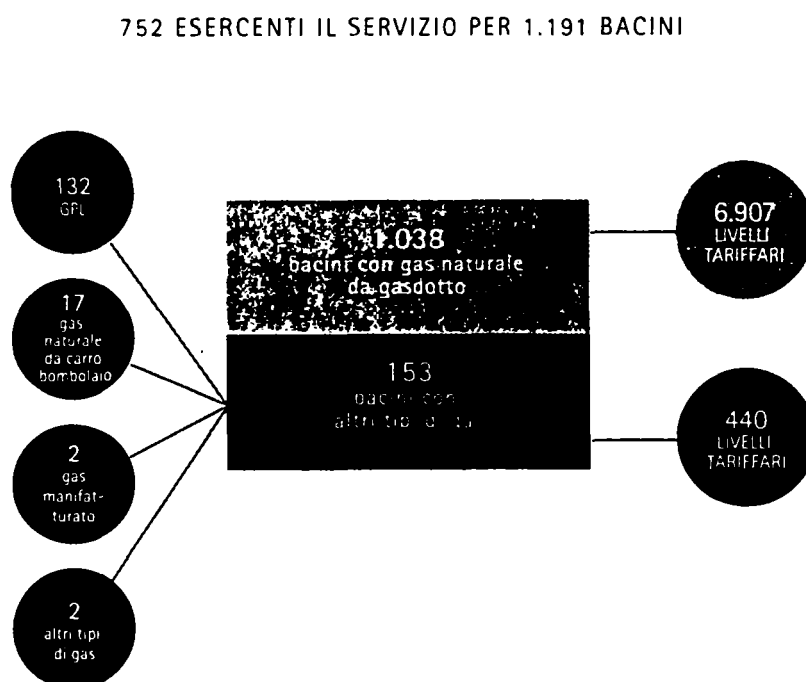
L'articolazione territoriale delle tariffe

Nel corso del 1999 gli uffici dell'Autorità hanno proseguito la raccolta di informazioni relativa alle strutture tariffarie organizzandole in una banca dati da cui è possibile estrarre una descrizione aggiornata della realtà distributiva che ha consentito di soddisfare numerose richieste riguardo all'applicazione della normativa tariffaria, delle tariffe e della fiscalità.

Alla data del 31 dicembre 1999 il servizio di distribuzione di gas a mezzo di reti urbane contava 752 esercenti il servizio che gestivano 1.191 bacini tariffari costituiti nel loro complesso da 5.929 località (le località sono rappresentate da 5.621 comuni, 299 frazioni comunali e 9 quartieri).

I bacini tariffari alimentati con gas naturale da gasdotto sono 1.038 e le località servite 5.525, i bacini alimentati con altri tipi di gas sono 153 e le località 404. Questi ultimi includono anche 132 bacini alimentati con gas di petrolio liquefatto (GPL), 17 con gas naturale tramite carro bombolaio, 2 con gas manifatturato e 2 con gas provenienti da processi di raffinazione (Fig. 5.4).

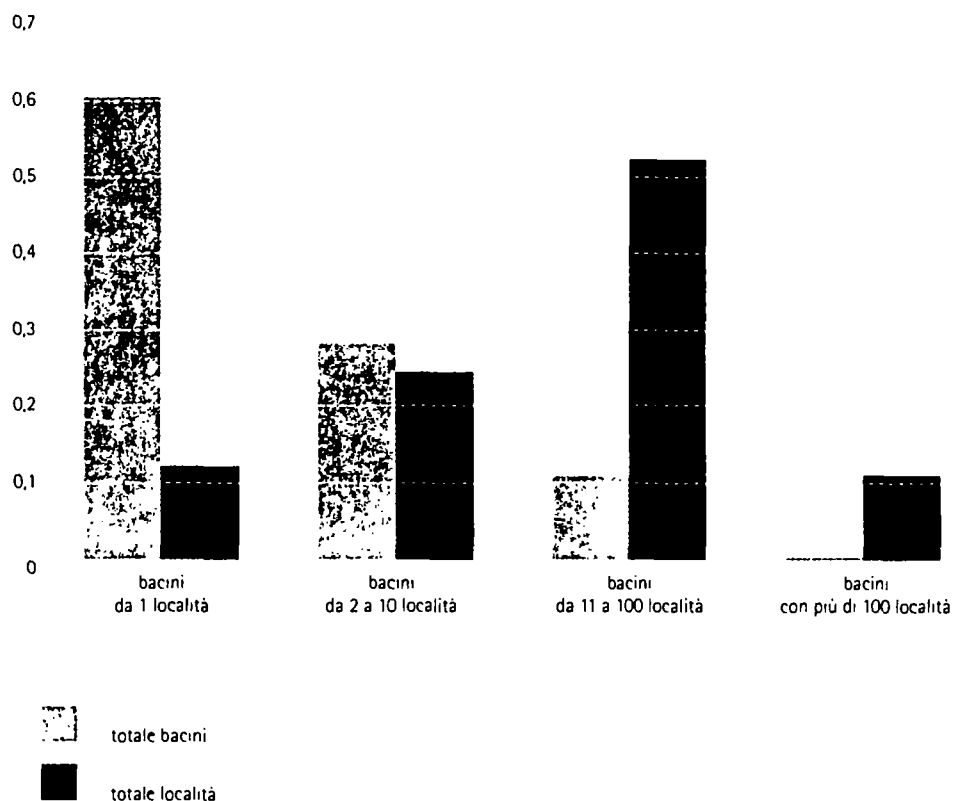
FIG 5.4 STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS



Le dimensioni dei bacini tariffari esistenti sono eterogenee, possono comprendere una o più località situate sul territorio nazionale secondo la distribuzione rappresentata nella Fig. 5.5.

FIG 5.5 DIMENSIONE DEI BACINI TARIFFARI

Anno 1999



La configurazione sul territorio della distribuzione è la seguente:

TAV 5.2 ARTICOLAZIONE TERRITORIALE DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS

Anno 1999

ESTENSIONE TERRITORIALE	NUMERO ESERCENTI	NUMERO BACINI TARIFFARI	NUMERO LOCALITÀ*
INTERREGIONALE	42	55	1.746
INTERPROVINCIALE	85	105	1.485
INTERCOMUNALE	241	302	1.957
COMUNALE	551	729	741

Nell'ambito dei 1.191 bacini totali, 51 sono di recente definizione: nel corso del 1999 è iniziata la distribuzione di gas in 20 bacini alimentati con gas naturale da gasdotto, 27 con GPL e 4 con gas naturale tramite carro bombo-laio. 178 sono le località nelle quali nel 1999 è iniziata la distribuzione di gas a mezzo reti: esse rappresentano il 3 per cento circa del totale delle località servite. Di queste località 122 hanno concorso alla formazione di nuovi bacini tariffari, le rimanenti hanno rappresentato estensioni di bacini preesistenti.

Nella tavola 5.3 è indicata la distribuzione geografica delle località in cui nel corso dell'anno è iniziato il servizio di distribuzione.

TAV 5.3 DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLE LOCALITÀ IN CUI È STATO AVVIATO IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

Anno 1999

AREA	LOCALITÀ ALIMENTATE CON GAS NATURALE		LOCALITÀ ALIMENTATE CON ALTRI TIPI DI GAS	
	NUMERO	%	NUMERO	%
NORD	13	12,4	18	24,7
CENTRO	47	44,8	46	63,0
SUD	45	42,8	9	12,3
TOTALE	105	100	73	100

Le strutture tariffarie, pari al numero dei bacini esistenti, sono articolate su più livelli tariffari riferiti sia al tipo di fornitura (uso domestico, riscaldamento autonomo, riscaldamento centralizzato, usi commerciali, industriali, ecc.), sia ai consumi.

I livelli tariffari in vigore nei 1.038 bacini alimentati con gas naturale da gasdotto sono 6.907, quelli applicati nei bacini alimentati con altri tipi di gas sono 440.

La dispersione dei livelli tariffari presente sul territorio nazionale e la complessità dell'attuale sistema tariffario richiedono che sia fornita assistenza informativa ad utenti e operatori del settore in merito alle problematiche del servizio con particolare riferimento alle tariffe.

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente

Nel corso del 1999 è proseguita da parte dell'Autorità l'attività di verifica e controllo della corretta applicazione, da parte degli esercenti il servizio, della normativa tariffaria vigente che ha interessato:

- i 51 bacini tariffari di recente definizione;
- i 44 bacini tariffari che hanno concluso il periodo di avviamento prescritto e per i quali è prevista la determinazione di una nuova struttura tariffaria ;
- i circa 700 bacini tariffari per i quali sono state comunicate le tariffe a seguito degli aggiornamenti tariffari definiti secondo i criteri previsti dalla delibera dell'Autorità n. 41/98.

Tale attività nel suo complesso ha richiesto l'intervento degli uffici dell'Autorità in 46 casi ed ha comportato, per alcuni di questi, riduzioni delle tariffe. Delle riduzioni hanno complessivamente beneficiato 62.000 utenti.

Nel periodo 1998-99 gli interventi che hanno determinato riduzioni delle tariffe, hanno riguardato complessivamente il servizio di distribuzione in 201 località ed hanno interessato circa 375.500 utenti. Il risparmio annuo medio per utente della spesa annua di gas è stato di circa 15.000 lire, al lordo dell'IVA.

Ai sensi della delibera n. 52/99 è stata effettuata una verifica di tutti i livelli tariffari in vigore nel 1999 comunicati all'Autorità dagli esercenti il servizio nei mesi di gennaio-febbraio 2000. Non sono pervenute le comunicazioni relative a 6 esercenti il servizio, delle 1.182 comunicazioni tariffarie pervenute, 96 sono risultate errate.

Alcuni interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente, che hanno comportato sostanziosi rimborsi agli utenti, sono avvenuti a seguito degli esiti dei controlli tecnici effettuati in loco; tali controlli hanno posto in evidenza l'errata determinazione delle tariffe e/o l'imputazione in bolletta di oneri impropri quali spese di spedizione e bolli.

A seguito di segnalazione da parte di associazioni di consumatori e di singoli utenti è stata individuata l'esistenza di quattro esercizi di distribuzione a mezzo rete di GPL per le quali non era stata applicata la normativa tariffaria in vigore.

Controlli tecnici

Nell'aprile del 1998 è stato effettuato un controllo tecnico presso un Comune della Provincia di Bergamo, esercente il servizio di distribuzione gas naturale nel proprio territorio al fine di acquisire informazioni attinenti alle condizioni e modalità di svolgimento del servizio.

In occasione del controllo tecnico è stato rilevato che il Comune applicava sui documenti di fatturazione inviati agli utenti un addebito di 500 lire definendo come causale la voce "spese". Nel corso del controllo tecnico non sono stati forniti i chiarimenti richiesti circa la natura di tale addebito, né successivamente il Comune in esame ha dato riscontro alle richieste formulate dagli uffici dell'Autorità.

L'onere imposto dal Comune all'utenza è apparso in contrasto con quanto previsto dal provvedimento del CIP del 23 dicembre 1993, n. 16 in cui si definisce che la tariffa deve tenere conto di tutti i costi aziendali, comprese le spese di trasmissione e di riscossione delle bollette.

L'Autorità ha pertanto aperto, con delibera del 4 agosto 1999, n. 124 un'istruttoria formale nei confronti del Comune, ai fini dell'adozione di un provvedimento di diffida volto alla sospensione dell'addebito agli utenti e al rimborso delle somme indebitamente percepite. A seguito dell'avvio dell'istruttoria, il Comune ha provveduto alla sospensione dell'addebito e contemporaneamente ha definito un piano di rimborso agli utenti.

PAGINA BIANCA

INTRODUZIONE

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

L'attività svolta dall'Autorità in tema di qualità del servizio e tutela dei consumatori e utenti ha conosciuto un'accelerazione nel 1999 su impulso del processo di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas.

In materia di qualità del servizio nel corso del 1999 è stata completata la seconda indagine annuale sullo stato della qualità del servizio elettrico e del gas, ed è stata diffusa e pubblicata una sintesi dei risultati. Tale attività, oltre a rispondere ad una funzione di controllo sulla qualità del servizio, fornisce il necessario quadro informativo propedeutico alla definizione da parte dell'Autorità di interventi di regolazione più incisivi della precedente disciplina basata sulle Carte dei servizi.

Nell'anno sono stati introdotti livelli di qualità commerciale uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti, sia nel settore dell'energia elettrica sia del gas naturale, con indennizzi automatici agli utenti in caso di mancato rispetto. Tali livelli sono da considerarsi minimi e inderogabili nella prestazione del servizio.

Per il settore elettrico è stato completato un sistema uniforme di misurazione delle interruzioni del servizio e definita una disciplina obbligatoria per le interruzioni senza preavviso lunghe che mira a ridurre in tempi rapidi il divario esistente in quest'ambito fra l'Italia e i principali paesi europei, e i forti divari interregionali esistenti. L'intervento dell'Autorità costituisce una rilevante novità in quanto fino ad oggi non è esistita nessuna forma di regolamentazione orientata alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni agli utenti; questo fattore primario di qualità del servizio era stato lasciato alla libera definizione degli esercenti.

Fra le attività svolte in materia di qualità del servizio, è stata redatta una raccomandazione agli esercenti in vista dei possibili problemi legati al cambiamento di data dell'anno 2000.

La valutazione dei reclami, delle istanze e segnalazioni costituisce un'attività continuativa di primaria importanza svolta dall'Autorità sia agli effetti di una diretta garanzia dei diritti dei consumatori e degli utenti, sia in vista della definizione di interventi di regolazione in un contesto in fase di liberalizzazione. In tal senso l'attività di valutazione svolta, oltre ad interventi di rettifica e di natura interpretativa relativi al contenzioso fra utenti ed esercenti, ha costituito il presupposto per l'emanazione di direttive in materia di condizioni di fornitura del servizio elettrico, precedentemente definiti unilateralmente dall'esercente.

Infine, l'Autorità ha completato l'intervento in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, emanato nel 1999 per il servizio del gas naturale, estendendolo al servizio dell'energia elettrica.

REGOLAMENTAZIONE E CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI

La rilevazione e il controllo della qualità del servizio

I risultati dell'indagine annuale sulla qualità del servizio per il 1998 sono stati pubblicati nel *Rapporto sulla qualità del servizio elettrico* e nel *Rapporto sulla qualità del servizio gas* nei Quaderni dell'Autorità, collana *Documenti* (per una sintesi dei principali risultati (vedi Capitoli 2 e 3). L'indagine annuale per il 1999 è stata avviata nei primi mesi del 2000.

L'indagine sulla qualità del servizio 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 1998 a fronte di tali standard. L'indagine viene condotta dall'Autorità attraverso l'invio agli esercenti di modelli unificati di raccolta dei dati, corredati di istruzioni contenenti le definizioni degli indicatori da utilizzare. Gli esercenti che si discostano da queste definizioni, allegano note di chiarimento e segnalano eventuali ulteriori standard di qualità di cui verificano il rispetto oltre a quelli richiesti dall'Autorità.

L'indagine annuale sulla qualità del servizio è basata su dati forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità. Gli uffici dell'Autorità hanno effettuato nel corso del 1999 verifiche dei dati forniti dagli esercenti. Queste verifiche sono di due tipi:

- verifiche di coerenza, volte ad accertare la completezza dei dati forniti e a eliminare dati palesemente inattendibili;
- controlli tecnici attraverso visite e sopralluoghi presso gli esercenti, volte a verificare l'affidabilità dei dati forniti e le modalità con cui i dati relativi alla qualità vengono registrati dagli esercenti.

I controlli tecnici sulla qualità del servizio

I controlli tecnici sulla qualità del servizio vengono svolti a campione. Nel corso dell'anno 1999, sono stati effettuati 11 controlli tecnici presso aziende esercenti il servizio di fornitura dell'energia elettrica (5 zone dell'Enel S.p.A. e 6 imprese elettriche locali) e 8 controlli tecnici presso aziende esercenti il servizio di fornitura del gas (1 zona dell'Italgas S.p.A., 5 aziende a prevalente capitale pubblico e 2 aziende private).

Gli esercenti sui quali effettuare i controlli sono stati selezionati secondo i seguenti criteri: dimensione dell'esercente, presenza di dati che si discostano dalle medie di settore, mancata dichiarazione di dati o presenza di dati con valori anomali. Nella selezione si è anche tenuto conto di criteri di distribuzione omogenea sul territorio nazionale e rappresentatività delle diverse tipologie di esercenti operanti nel settore (zone dell'Enel S.p.A., zone dell'Italgas S.p.A., municipalizzate o aziende a capitale pubblico, aziende private).

Durante i controlli sono stati presi in esame i principali standard di qualità di cui gli esercenti avrebbero dovuto verificare il rispetto, utilizzando una lista di controllo al fine di rendere omogenei gli esiti dei controlli stessi. Per ciascun aspetto ritenuto rilevante per la qualità del servizio sono state esaminate nel dettaglio le procedure adottate dall'esercente e la conformità delle definizioni adottate dallo stesso con le definizioni adottate dall'Autorità.

In caso di dati mancanti o incompleti, si è proceduto a richiederne le motivazioni ed eventuali integrazioni.

I controlli si sono resi necessari in quanto i dati forniti dagli esercenti nel corso delle indagini sulla qualità hanno fatto emergere una certa disomogeneità sia nel modo di definire gli standard, sia nelle modalità di rilevazione dei dati di qualità del servizio. Tale disomogeneità si è peraltro attenuata nel corso delle rilevazioni dal 1997 al 1998, anche in seguito ai chiarimenti forniti dall'Autorità, sia telefonicamente sia in fase di sopralluogo, in merito ai principali problemi interpretativi sulle definizioni adottate.

Una reale omogeneizzazione dei dati si avrà per il servizio elettrico solo a partire dall'anno 2000 con l'entrata in vigore dei provvedimenti di regolazione della qualità commerciale e della continuità del servizio definiti dall'Autorità nel corso del 1999 (si vedano i paragrafi successivi). Analogamente per il servizio gas l'omogeneizzazione sarà possibile con l'attuazione delle direttive emanate dall'Autorità sulla qualità commerciale, in analogia a quanto già fatto per il servizio elettrico, per la sicurezza e per la continuità del servizio.

Livelli generali e specifici di qualità commerciale

La legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità il compito di stabilire, attraverso proprie direttive, le condizioni tecniche, economiche e giuridiche di produzione ed erogazione dei servizi dell'energia elettrica e del gas, definendo in particolare i livelli generali e specifici di qualità e determinando altresì i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli definiti dall'Autorità (art. 2, comma 12, lettere *g* e *h*) della legge n. 481/95).

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'art. 2, comma 12, lettere *g* e *h*) della legge n. 481/95, nel mese di giugno 1999 l'Autorità ha diffuso per la consultazione un documento recante *Disciplina dei livelli specifici e generali relativi ai fattori commerciali di qualità dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas* nel quale è stata proposta una versione preliminare di provvedimento, contenente la definizione di livelli specifici e generali per i principali fattori commerciali di qualità dei due servizi.

In esito al suddetto procedimento, mediante il quale sono pervenuti commenti e osservazioni dai soggetti interessati, sia in forma scritta sia nel corso di audizioni tenutesi nel mese di settembre 1999, l'Autorità ha predisposto due direttive relative alla disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana.

Energia elettrica

Con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201, l'Autorità ha emanato la direttiva sulla qualità commerciale per il settore elettrico. Tale direttiva definisce sei indicatori di qualità assoggettati a livelli specifici e nove indicatori di qualità assoggettati a livelli generali.

Il criterio seguito nella selezione degli indicatori da sottoporre a livelli specifici e generali di qualità è stato quello di bilanciare la regolamentazione tra i due obiettivi della tutela degli utenti e del miglioramento della qualità. L'obiettivo della tutela degli utenti richiede come strumento la definizione di livelli specifici soggetti a indennizzi automatici, mentre l'obiettivo del miglioramento della qualità può essere perseguito meglio con la definizione di livelli generali di qualità attraverso lo stimolo della pubblicazione comparativa.

Per tenere in conto le osservazioni presentate dai soggetti interessati nel corso della consultazione, nella direttiva sono state apportate alcune modifiche rispetto al documento preparato per la consultazione. Le più rilevanti hanno riguardato:

- l'inclusione della puntualità agli appuntamenti fra i livelli specifici, come richiesto da tutte le associazioni dei consumatori;
- l'alleggerimento degli obblighi di registrazione della qualità, in particolare per quanto riguarda la problematica degli appuntamenti, senza venire meno al principio di controllabilità delle disposizioni dell'Autorità, come richiesto da tutti gli esercenti;
- la gradualità nell'attuazione dei livelli di qualità.

In sede di prima attuazione della disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale, l'Autorità ha ritenuto di prevederne l'applicazione solo per gli esercenti aventi più di 5.000 utenti. In particolare, gli esercenti con più di 5.000 utenti sono tenuti a rispettare i livelli specifici di qualità commerciale dall'1 luglio 2000 e i livelli generali di qualità commerciale dall'1 gennaio 2001.

I livelli di qualità commerciale definiti dall'Autorità con la delibera n. 201/99 sono uguali sull'intero territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti (Tav. 6.1) Gli esercenti possono definire, anche previo accordo con le associazioni dei consumatori, standard specifici e generali di qualità commerciale solo se tali standard sono migliori dei livelli di qualità definiti dalla delibera n. 201/99 o riferiti a prestazioni non previste dalla stessa.

Sempre con la delibera n. 201/99 l'Autorità ha introdotto indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale, superando l'attuale meccanismo dei rimborsi delle Carte dei servizi che si è dimostrato poco efficace.

TAV. 6.1 LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE SOGGETTI A RIMBORSI AUTOMATICI PER IL SERVIZIO ELETTRICO

PRESTAZIONI SOGGETTE A RIMBORSO	UTENTI BT	UTENTI MT
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER L'ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	non applicabile
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	non applicabile
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	5 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA		
SU RICHIESTA DELL'UTENTE	5 giorni lavorativi	7 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	1 giorno feriale	1 giorno feriale
FASCIA MASSIMA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI PERSONALIZZATI	3 ore	3 ore

Gas

Con la delibera 2 marzo 2000, n. 47, l'Autorità ha emanato la direttiva sulla qualità commerciale per il settore gas. Tale direttiva definisce sei indicatori di qualità assoggettati a livelli specifici e nove indicatori di qualità assoggettati a livelli generali.

In analogia a quanto fatto per il settore elettrico, il criterio seguito nella selezione degli indicatori da sottoporre a livelli specifici di qualità è stato quello di bilanciare la regolamentazione tra i due obiettivi della tutela degli utenti e del miglioramento della qualità, il primo attraverso la definizione di livelli specifici soggetti a indennizzi automatici, il secondo attraverso lo stimolo della pubblicazione comparativa sui livelli generali di qualità.

Nella direttiva sono state apportate alcune modifiche rispetto al documento per la consultazione, per tenere conto delle osservazioni presentate dai soggetti interessati. Le più rilevanti hanno riguardato:

- l'applicazione della direttiva agli utenti alimentati in bassa pressione e la loro suddivisione in base al gruppo di misura installato;
- l'inclusione per tutti gli utenti alimentati in bassa pressione del rispetto alla puntualità degli appuntamenti fra i livelli specifici, come richiesto da tutte le associazioni dei consumatori;
- l'alleggerimento degli obblighi di registrazione della qualità, in particolare per quanto riguarda la problematica degli appuntamenti, senza venire meno al principio di controllabilità delle disposizioni dell'Autorità, come richiesto da tutti gli esercenti;

- la gradualità nell'attuazione dei livelli di qualità.

In sede di prima attuazione della disciplina sui livelli specifici e generali di qualità commerciale, l'Autorità ha ritenuto di prevederne l'applicazione solo per gli esercenti aventi più di 5.000 utenti, escludendo l'applicazione ai comuni nei quali sia in corso l'avviamento del servizio del gas. Gli esercenti con più di 5.000 utenti sono tenuti a rispettare i livelli specifici e generali di qualità commerciale dall'1 gennaio 2001. I livelli di qualità commerciale definiti dall'Autorità con la delibera n. 47/00 sono uguali sull'intero territorio nazionale ed obbligatori per tutti gli esercenti (Tav. 6.2). Gli esercenti possono definire, anche previo accordo con le associazioni dei consumatori, standard specifici e generali di qualità commerciale solo se tali standard sono migliori dei livelli di qualità definiti dalla delibera n. 47/00 o riferiti a prestazioni non previste dalla stessa.

Con la stessa delibera n. 47/00 l'Autorità ha inoltre introdotto indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale, estendendo a tutti gli esercenti il meccanismo dei rimborsi automatici adottato in via volontaria da Italgas S.p.A. e da pochi altri esercenti, più efficace rispetto a quello su richiesta dell'utente previsto dalle carte dei servizi.

TAV 6.2 LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE SOGGETTI A RIMBORSI AUTOMATICI PER IL SERVIZIO GAS

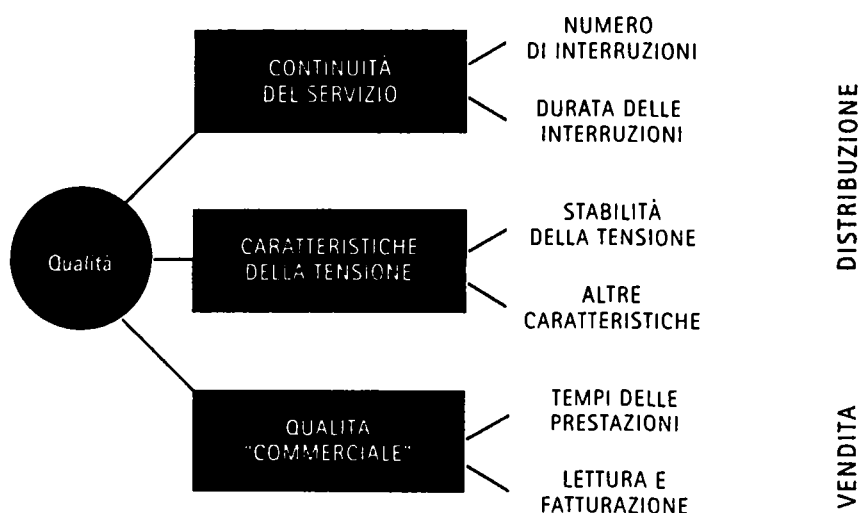
	UTENTI CON GRUPPO DI MISURA FINO ALLA CLASSE G 25	UTENTI CON GRUPPO DI MISURA DALLA CLASSE G 40
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER L'ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	5 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA SU RICHIESTA DELL'UTENTE	5 giorni lavorativi	7 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	2 giorni feriali	2 giorni feriali
FASCIA MASSIMA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI PERSONALIZZATI	3 ore	3 ore

La continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica: misurazione e regolazione

La continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è definita come assenza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti. Non è possibile, per motivi tecnici, garantire l'assenza assoluta delle interruzioni, l'obiettivo della regolazione pertanto è quello di tutelare gli utenti e di fornire agli esercenti gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni.

La continuità del servizio è il più considerevole tra i diversi fattori di qualità nel settore dell'energia elettrica (Fig. 6.1), sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti, sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. L'Autorità ritiene che la continuità del servizio sia un requisito da affrontare prioritariamente rispetto ad altri fattori tecnici di qualità del servizio, che pure rivestono un'importanza significativa per certi utenti, come la stabilità della tensione e perturbazioni quali buchi di tensione, tensioni armoniche, *flicker*, dissimmetria tra le fasi.

FIG 6.1 FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA



Nel corso del 1999 l'Autorità ha emanato due provvedimenti sulla misurazione e 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 del servizio di distribuzione senza preavviso.

Misurazione delle interruzioni

La delibera n. 128/99 realizza uno degli obiettivi indicati dall'Autorità nel documento per la consultazione *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica* (marzo 1998), ovvero la definizione di un sistema uniforme di indicatori di continuità del servizio. Tale sistema di indicatori costituisce un presupposto essenziale e necessario per l'introduzione di qualsiasi regolazione della continuità del servizio, data la difformità iniziale tra i metodi utilizzati dagli esercenti. Il provvedimento, emanato a seguito di ampia consultazione con tutti i soggetti interessati, riguarda i seguenti aspetti:

- la classificazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, distinguendo tra interruzioni con preavviso (meno fastidiose per gli utenti) e interruzioni senza preavviso; queste ultime vengono distinte, in relazione alla loro durata, tra interruzioni senza preavviso lunghe (durata maggiore di tre minuti), brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti) e transitorie (durata minore di un secondo);
- la definizione di aree territoriali, alle quali riferire gli indicatori di continuità del servizio, in funzione del grado di concentrazione della popolazione residente per comune: aree ad alta concentrazione (popolazione superiore a 50.000 abitanti), aree a media concentrazione (popolazione comprese fra i 5.000 e i 50.000 abitanti), aree a bassa concentrazione (popolazione non superiore a 5.000 abitanti);
- la classificazione delle interruzioni per causa e per origine in modo da poter correttamente imputare la responsabilità delle interruzioni a carico degli esercenti del servizio di distribuzione. Per quanto riguarda le cause di interruzione, sono state definite tre classi di cause (cause di forza maggiore, cause esterne e tutte le altre cause), precisando le categorie di eventi non imputabili alla responsabilità dell'esercente. Relativamente all'origine delle interruzioni sono state definite quattro sezioni di rete (rete nazionale di trasmissione, rete di distribuzione in alta tensione, rete di distribuzione in media tensione, rete di distribuzione in bassa tensione) allo scopo di sepa-

rare le responsabilità degli esercenti di distribuzione da quelle della gestione delle reti di trasmissione e, all'interno delle reti di distribuzione, per poter produrre un indicatore neutrale rispetto ai diversi assetti di rete (alcuni esercenti gestiscono direttamente la distribuzione primaria su rete in alta tensione, mentre altri solo la distribuzione in media e bassa tensione);

- la definizione di criteri omogenei di stima del numero di utenti coinvolti in ciascuna interruzione senza preavviso per rendere coerente il confronto tra i dati elaborati dai diversi esercenti;
- l'introduzione di obblighi di registrazione delle interruzioni, basati sull'utilizzo più ampio possibile di sistemi di registrazione automatica dell'istante di inizio delle interruzioni (tramite i cosiddetti sistemi di telecontrollo o altri sistemi idonei di registrazione automatica delle interruzioni), corredati da alcune registrazioni manuali;
- la definizione di indicatori di continuità, relativi sia al numero che alla durata delle interruzioni, articolati per tipologia di utenza interessata, per grado di concentrazione delle aree territoriali, per causa e per origine delle interruzioni e per ambito provinciale nel caso di esercenti che forniscono il servizio in più di una Provincia.

L'entrata in vigore degli obblighi di registrazione previsti dalla delibera n. 128/99 è stata graduata per tenere conto sia dei diversi tipi di interruzione (dando priorità alla registrazione delle interruzioni con preavviso e senza preavviso lunghe), sia della maggiore difficoltà degli esercenti di minore dimensione ad installare adeguati sistemi di registrazione automatica. Inoltre, l'attuazione della delibera n. 128/99 ha richiesto, nei primi mesi dell'anno 2000, l'esame delle istanze pervenute dagli esercenti ai fini di una più precisa classificazione delle aree ad alta concentrazione di popolazione, separando zone periferiche (a bassa o media concentrazione) da zone centrali (ad alta concentrazione).

Regolazione della continuità del servizio

La messa a punto di un sistema uniforme di indicatori di continuità e di obblighi di registrazione delle interruzioni ha permesso all'Autorità di avviare nel corso del 1999 la consultazione sulle proposte di regolazione della continuità del servizio. Per quanto riguarda i livelli generali di qualità riferiti alle interruzioni senza preavviso lunghe, la nuova disciplina è stata introdotta con la delibera n. 202/99. Successivi provvedimenti potranno riguardare altri aspetti, quali le interruzioni con preavviso o le interruzioni senza preavviso brevi o transitorie, e potranno investire diversi strumenti di regolazione della qualità, come i livelli specifici.

L'Autorità ha presentato le proprie proposte per la regolazione della continuità del servizio attraverso il documento per la consultazione

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, diffuso il 24 novembre 1999. Tale documento muoveva dall'analisi della situazione attuale della continuità, anche con riferimento a confronti internazionali (Fig. 6.2 e 6.3), e individuava tre obiettivi e alcuni criteri generali. Gli obiettivi cui si ispirano le proposte dell'Autorità sono i seguenti:

- avvicinare il livello medio di continuità del paese in tempi rapidi ai migliori livelli medi nazionali registrati attualmente in altri paesi europei;
- ridurre i divari esistenti tra le diverse regioni a parità di grado di concentrazione dell'utenza, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di continuità;
- tutelare gli utenti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici individuali (ove sia tecnicamente possibile disporre di misurazioni individuali di continuità) o collettivi, cioè commisurati al valore medio di continuità registrato in uno stesso ambito territoriale e applicati a tutti gli utenti dell'ambito, proporzionalmente ai loro consumi.

FIG 6.2 CONFRONTO INTERNAZIONALE: NUMERO DELLE INTERRUZIONI

Numero di interruzioni per utente BT

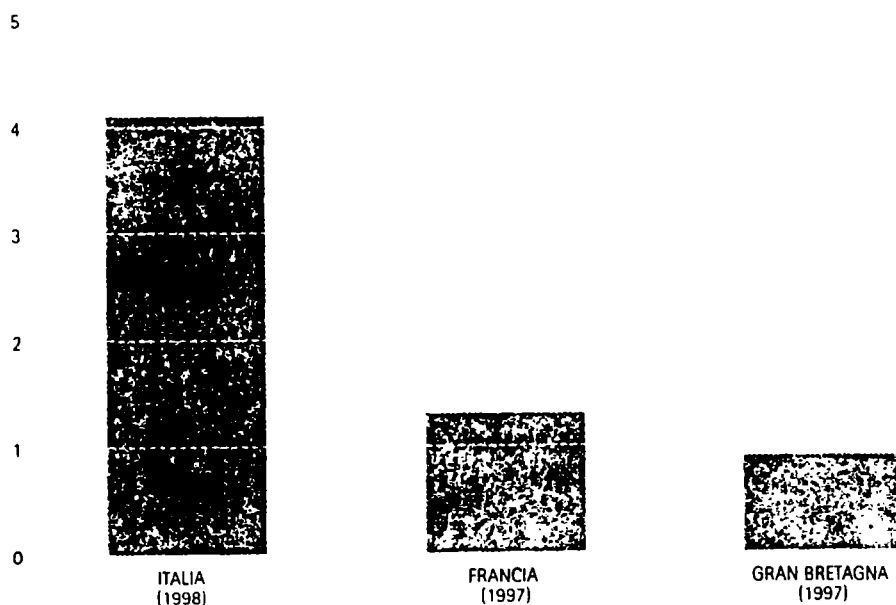
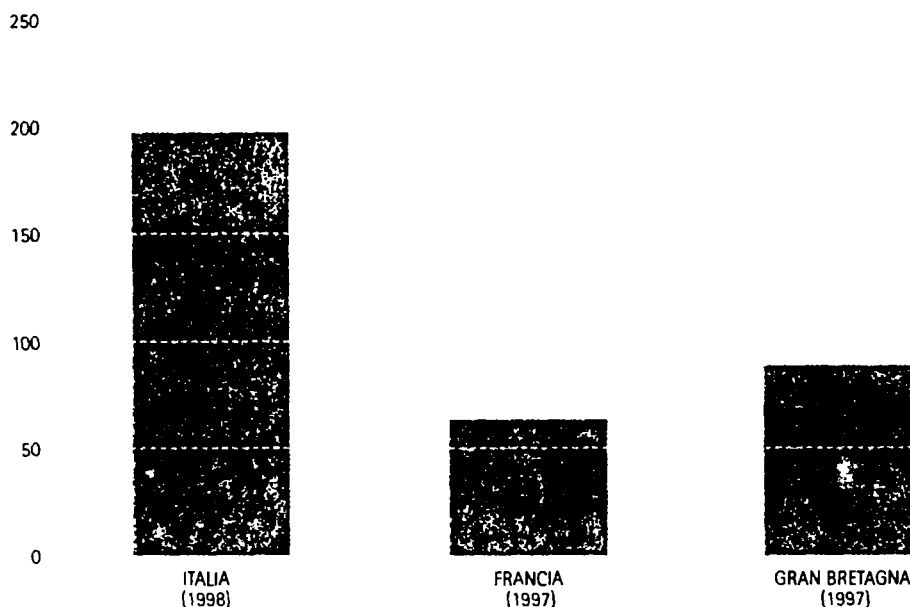


FIG 63 CONFRONTO INTERNAZIONALE: DURATA INTERRUZIONI

Numero di interruzioni per utente BT (minuti)



Nel documento per la consultazione l'Autorità ha sottolineato come il perseguimento di tali finalità richieda uno sforzo straordinario, che può essere dispiegato nel corso di alcuni anni e con un volume di investimenti aggiuntivo rispetto alla media storica degli investimenti sostenuti per la rete di distribuzione. Le proposte di regolazione intendevano costituire uno stimolo alla realizzazione di tali investimenti, che dovranno essere posti in parte a carico degli utenti, in parte delle imprese e in parte finanziati attraverso il ricorso ad altre forme di finanziamento quali i fondi strutturali europei.

Le proposte dell'Autorità sono state ampiamente dibattute in occasione della consultazione scritta con i soggetti interessati e delle audizioni speciali tenutesi nei giorni 15 e 16 dicembre 1999, contestualmente alla consultazione sulle proposte di riordino tariffario e di definizione delle condizioni di fornitura. La consultazione ha permesso di approfondire alcuni aspetti, e di incorporare, ove possibile, i suggerimenti ricevuti nel provvedimento preso con la delibera n. 202/99.

La delibera n. 202/99 definisce la disciplina di regolazione della continuità del servizio attraverso livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe (di seguito, per brevità, livelli generali di continuità del servizio). Allo scopo di tenere conto delle forti differenze iniziali presenti sul territorio nazionale anche a parità di grado di concentrazione territoriale, la delibera n. 202/99 definisce gli ambiti territoriali cui si riferiscono i livelli generali di continuità del servizio. Gli ambiti territoriali sono circa 300, suddivisi per Province e tra aree ad alta, media e bassa concentrazione di popolazione (secondo le definizioni contenute nella delibera n. 128/99).

A ciascun ambito territoriale sarà assegnato nel corso del 2000 un percorso di miglioramento tendenziale a partire dal livello effettivo medio registrato nello stesso ambito territoriale nel biennio 1998-1999. Il miglioramento tendenziale esprime il miglioramento minimo richiesto dall'Autorità a ciascun ambito territoriale. I tassi tendenziali sono stati definiti dall'Autorità in funzione del livello iniziale di continuità e del grado di concentrazione dei diversi ambiti territoriali (Tav. 6.3). Nel complesso, il miglioramento tendenziale medio (riferito a tutti gli ambiti) è del 10 per cento all'anno; agli ambiti con più interruzioni viene richiesto un incremento maggiore fino al 16 per cento all'anno.

TAV. 63 TASSI ANNUI DI MIGLIORAMENTO TENDENZIALE OBBLIGATORIO PER LE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE, PER GRADO DI CONCENTRAZIONE E PER LIVELLI DELL'INDICATORE DI RIFERIMENTO

LIVELLI DELL'INDICATORE DI RIFERIMENTO ^(A)			TASSO ANNUO DI MIGLIORAMENTO TENDENZIALE (%)
AMBITI AD ALTA CONCENTRAZIONE ^(B)	AMBITI A MEDIA CONCENTRAZIONE ^(C)	AMBITI A BASSA CONCENTRAZIONE ^(D)	
fino a 30 minuti	fino a 45 minuti	Fino a 60 minuti	0
da 31 a 60 minuti	da 46 a 90 minuti	da 61 a 120 minuti	5
da 61 a 90 minuti	da 91 a 135 minuti	da 121 a 180 minuti	8
da 91 a 120 minuti	da 136 a 180 minuti	da 181 a 240 minuti	10
da 121 a 150 minuti	da 181 a 270 minuti	da 241 a 360 minuti	13
oltre 151 minuti	Oltre 271 minuti	oltre 361 minuti	16

(A) Indicatore di riferimento: durata annua complessiva per utente, al netto di interruzioni causate da forza maggiore o da utenti e terzi e al netto delle interruzioni originate sulla rete di alta tensione.

(B) Ambiti ad alta concentrazione: comuni con più di 50.000 abitanti (salvo alcune porzioni periferiche).

(C) Ambiti a media concentrazione: comuni con meno di 50.000 abitanti e più di 5.000 abitanti.

(D) Ambiti a bassa concentrazione: comuni con meno di 5.000 abitanti.

Il rispetto di tale percorso di miglioramento tendenziale dovrà essere assicurato a fronte della tariffa esistente. Gli esercenti che riusciranno a migliorare in misura maggiore del tasso tendenziale definito dall'Autorità potranno recuperare i più alti costi sostenuti. Viceversa, per gli ambiti dove non sarà rispettato il percorso di miglioramento tendenziale, le aziende dovranno pagare una penalità. Un fondo di perequazione assicurerà il mantenimento della tariffa unica nazionale; il finanziamento del fondo viene assicurato in parte dalle stesse penalità previste a carico degli esercenti che non raggiungono il miglioramento tendenziale richiesto, e in parte tramite un parametro correttivo del metodo del *price-cap* per l'aggiornamento tariffario (parametro Q, istituito ai sensi dell'art. 2, comma 19, lettera a della legge n. 481/95).

Il sistema dei percorsi di miglioramento tendenziale spingerà gli esercenti ad accrescere la continuità fino ad arrivare ai livelli nazionali di riferimento fissati dall'Autorità sulla base degli standard europei: 30 minuti di interruzione complessiva per utente all'anno nelle grandi città (ambiti a alta concentrazione); 45 minuti nei centri di medie dimensioni (ambiti a media concentrazione) e 60 minuti nelle aree di campagna (ambiti a bassa concentrazione).

Per tenere conto che in alcune parti del paese questi livelli europei sono già rispettati, l'Autorità ha previsto un regime flessibile. Negli ambiti a standard più alti gli esercenti potranno optare per un riconoscimento dei costi ulteriori solo se assicureranno i rimborsi automatici agli utenti, nel caso che i livelli attuali di continuità non siano mantenuti nel tempo. Tali rimborsi avranno natura collettiva: saranno cioè erogati a tutti gli utenti degli ambiti territoriali in cui non sono rispettati i livelli nazionali di riferimento.

L'avvicinamento ai livelli nazionali di riferimento serve ad affermare progressivamente il principio della corrispondenza tra tariffa unica nazionale e livelli di qualità uniformi su tutto il territorio anche se differenziati.

Il cambiamento di data dell'anno 2000: interventi a garanzia dell'erogazione del servizio

Tra le finalità generali della legge n. 481/95 vi è quella di "assicurare la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale dei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas e di tutelare gli interessi di utenti e consumatori" (art. 1, comma 1) e la "verifica della congruità delle misure adottate dai soggetti esercenti il servizio al fine, tra l'altro, di garantire la continuità della prestazione dei servizi" (art. 2, comma 12, lettera n).

Tenedo conto di questa finalità, l'Autorità ha emanato, con delibera 8 giugno 1999, n. 84, una raccomandazione rivolta a tutti gli esercenti dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas che richiama:

- le responsabilità in capo a ciascun esercente, nella persona del legale rappresentante, in merito alle azioni necessarie da predisporre in occasione del cambio di data e al piano di emergenza da approntare per i problemi non previsti nelle analisi svolte sul proprio sistema informatico;
- il compito dell'Autorità di verificare l'adeguatezza delle misure adottate da ciascun soggetto esercente per garantire la continuità della prestazione dei servizi ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera n della legge n. 481/95;
- l'esistenza di organismi da tempo preposti dal governo italiano per supportare le aziende e le amministrazioni pubbliche nel fronteggiare l'anno 2000.

Alla raccomandazione è stato allegato un documento contenente i principali aspetti tecnici del problema e le indicazioni utili per reperire le informazioni necessarie.

L'azione dell'Autorità di sensibilizzazione degli esercenti i servizi di fornitura dell'energia elettrica e del gas riguardo ai problemi connessi al cambio di data dell'anno 2000 si è affiancata alle attività svolte da altri organismi pubblici, quali il Forum permanente per la società dell'informazione, il Comitato dei Ministri per la società dell'informazione, il Comitato anno 2000, l'Autorità per l'informatica nella pubblica amministrazione e il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

LA TUTELA DEI CONSUMATORI E DEGLI UTENTI

La valutazione di reclami, istanze e segnalazioni

Nel periodo compreso tra il mese di maggio 1999 ed il mese di aprile 2000, l'Autorità ha ricevuto da parte dei consumatori e delle loro associazioni 308 comunicazioni contenenti reclami, richieste di informazione e segnalazioni riguardanti i servizi di energia elettrica e gas. I reclami hanno rappresentato il 69 per cento dei casi, mentre le richieste di informazioni e le segnalazioni sono state rispettivamente il 24 per cento e il 7 per cento del totale dei casi (Tav. 6.4). Trova conferma quanto evidenziato lo scorso anno, la maggior parte delle comunicazioni riguardano il settore elettrico (68 per cento dei casi). Per quanto riguarda il settore elettrico i reclami sono stati il 72 per cento dei casi segnalati, le richieste di informazione il 22 per cento e le segnalazioni il 6 per cento. Fra gli argomenti portati all'attenzione dell'Autorità assumono particolare rilevanza le tariffe (24 per cento), i problemi di fatturazione (16 per cento), le interruzioni della fornitura (13 per cento), le problematiche connesse ai contributi di allacciamento (12 per cento) (Tav. 6.5). Va rilevato che un terzo delle comunicazioni riguardanti le tariffe elettriche fanno riferimento a richieste di informazioni e che le segnalazioni relative alla qualità del servizio sono in crescita.

Per quanto riguarda il settore del gas, i reclami hanno rappresentato il 63 per cento dei casi segnalati, le richieste di informazione il 27 per cento e le segnalazioni il 10 per cento. Analogamente a quanto rilevato per l'elettrico anche nel settore del gas assumono particolare rilievo i problemi connessi ad allacciamenti (19 per cento) e fatturazione (18 per cento), oltreché le specifiche problematiche contrattuali (10 per cento). Rispetto all'anno precedente si è verificato nel complesso un incremento dei casi segnalati del 32 per cento.

In seguito ai reclami e segnalazioni concernenti il rispetto della normativa tariffaria vigente nel settore del gas naturale l'Autorità nel corso del 1999 è intervenuta in 46 casi ed ha imposto, per alcuni di questi, l'applicazione di riduzioni tariffarie di cui hanno complessivamente beneficiato 62.000 utenti (cfr. Capitolo 5).

TAV. 6.4 RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONE E SEGNALAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1999-APRILE 2000

SETTORE	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE
ENERGIA ELETTRICA	150	46	13	209
GAS	63	27	79	99
TOTALE	213	73	22	308

TAV. 6.5 PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONE RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1999 - APRILE 2000

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Tariffe	50	24
Fatturazioni	33	16
Interruzioni	27	13
Allacciamenti	24	12
Contratti	13	6
Ricostruzione consumi	11	5
Distacchi	11	5
Mora	5	2
GAS		
Allacciamenti	19	19
Fatturazione	18	18
Imposte	14	14
Contratti	10	10
Tariffe	8	8
Sicurezza	4	4
Mora	3	3

A seguito di alcuni reclami nel corso del 1999 è stato aperto un procedimento nei confronti di un comune per errata applicazione delle tariffe elettriche. Il provvedimento che ne è scaturito comporta l'attribuzione di rimborsi agli utenti.

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni ha inoltre promosso due interventi di natura interpretativa relativi ai contributi di allacciamento per il settore elettrico e alla tariffa per il gas fornito alle piccole imprese industriali e artigianali illustrati di seguito. Infine essa costituisce il presupposto per l'intervento di regolazione delle condizioni di fornitura del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica del dicembre 1999 di cui si da conto più oltre.

Interventi a tutela del rapporto d'utenza

Contributi di allacciamento per il servizio elettrico I contributi di allacciamento per il servizio elettrico sono disciplinati dal provvedimento CIP 30 luglio 1986, n.42, recante *Norme in materia di contributi di allacciamento alle reti di distribuzione di energia elettrica*. In particolare, il provvedimento stabilisce che i contributi vengano fissati con riferimento alla potenza impegnata e alla distanza dalla cabina di trasformazione MT/BT dell'utente secondo corrispettivi fissi. Per quanto riguarda le utenze definite particolari¹ e gli spostamenti di impianti elettrici, il provvedimento prevede che gli utenti contribuiscano direttamente alla spesa sostenuta dall'esercente per allacciarli alla rete di distribuzione nella misura del 70 per cento della spesa effettiva documentata. Il provvedimento CIP n. 42/86 tratta inoltre degli aumenti di potenza di utenze già allacciate in bassa o media tensione e stabilisce corrispettivi fissi da corrispondere per ciascun kW di potenza richiesto in più ed un corrispettivo fisso indipendente dall'aumento di potenza richiesto. Successivi adeguamenti del provvedimento CIP n. 42/86 non hanno modificato la disciplina relativa alle utenze particolari e agli aumenti di potenza.

Sulla base di reclami pervenuti all'Autorità è risultato che, a partire dal maggio 1987, Enel S.p.A. aveva imposto alle utenze definite particolari che richiedessero un aumento di potenza il pagamento di un nuovo contributo di allacciamento anziché dei corrispondenti corrispettivi fissi e per kW previsti, in base a una propria interpretazione delle disposizioni del provvedimento CIP n. 42/86.

L'Autorità, preso atto che tale comportamento protrattosi per lungo tempo aveva interessato più utenti e che le ragioni addotte non apparivano giustificate, ha riaffermato con delibera 8 agosto 1999, n. 133, il contenuto del provvedimento CIP n. 42/86. Ha stabilito inoltre che le utenze particolari, alle quali a fronte di una richiesta di aumento di potenza sia stato addebitato un nuovo contributo di allacciamento, possono richiedere all'esercente il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica la ratifica degli importi addebitati nonché la restituzione dei contributi indebitamente versati e degli interessi legali, fatta salva l'operatività della prescrizione ai termini di legge.

¹ Installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati; costruzioni non raggiungibili con strada percorribile da automezzi o separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o di laguna; insegne luminose e pubblicitarie; impianti di illuminazione di monumenti e simili; singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario situate ad oltre 2.000 metri dalla cabina MT/BT di riferimento

Le tariffe (T4) per gli usi industriali e artigianali

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 recante *Aggiornamento del metodo per la determinazione e la revisione delle tariffe del gas distribuito a mezzo rete urbana* introduce al comma 2 dell'art. 2 le tariffe per le piccole imprese industriali ed artigianali stabilendo che "all'articolazione tariffaria....è aggiunta la tariffa T4 per gli usi industriali e artigianali delle imprese con consumo annuo compreso fra i 100.000 e i 200.000 metri cubi". All'art. 3, comma 5 si specifica poi che: "per gli usi industriali ed artigianali delle imprese con consumo annuo compreso fra i 100.000 e i 200.000 metri cubi la tariffa T4 è articolata su due livelli". Il decreto in oggetto non pone condizioni per l'accesso alla tariffa T4 diverse dalla categoria di utenza (piccole imprese industriali e artigianali); dai livelli di consumo (fra i 100.000 e i 200.000 metri cubi annui); dall'uso (usi industriali e artigianali).

In data 16 novembre 1994, successivamente all'introduzione della tariffa T4 con il sopra richiamato decreto, è stato stipulato, tra Confindustria, Anci e associazioni degli esercenti il servizio di distribuzione di gas a mezzo di rete urbana, un protocollo che stabilisce criteri di accesso e revocabilità della tariffa stessa con riferimento a "nuove forniture o incremento dei consumi relativi a utenze esistenti" e a "forniture ad utenze esistenti con consumi superiori a 100 mila metri cubi annui (utenze a regime)". Nel primo caso il protocollo prevede che la tariffa venga concessa sulla base di una domanda presentata dall'impresa interessata che dia conto delle potenzialità degli impianti e della possibilità effettiva dell'impresa di raggiungere la soglia di consumo prevista per la tariffa T4; nel secondo vengono stabilite le condizioni di revoca o conferma della tariffa per imprese che già sono comprese nella soglia prevista di consumo.

Nel corso del 1998 sono giunte all'Autorità segnalazioni e reclami riguardanti le modalità di applicazione della tariffa T4 da parte di alcuni esercenti. In particolare gli utenti hanno lamentato che, pur trovandosi già nelle condizioni previste dal decreto del Ministro, gli esercenti condizionassero l'attribuzione della tariffa T4 ad una loro esplicita domanda e facessero decorrere il periodo di applicazione non già dal momento in cui erano maturate le condizioni previste dal decreto, ma dal momento di inoltro della domanda da parte dell'utente.

L'Autorità ha ritenuto necessario intervenire, non per interpretare ma per riaffermare il contenuto del decreto e fare chiarezza sui motivi per cui, in sede di applicazione, alcuni comportamenti evidenziati dagli esercenti non potevano ritenersi in linea con il contenuto del decreto.

La delibera 8 agosto 1999, n. 134, dell'Autorità stabilisce pertanto che le imprese che si trovavano nella condizione prevista dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e che non hanno potuto usufruire della nuova tariffa a partire dall'agosto 1994 sono nella condizione di poter richiedere agli esercenti che essa venga loro applicata a partire da quella

data o dal momento in cui hanno comunque maturato le condizioni previste dal decreto in oggetto.

La riforma delle condizioni di fornitura per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica agli utenti vincolati

I presupposti

Nel corso del primo triennio di operatività, l'Autorità ha ricevuto numerosi reclami e segnalazioni presentati da consumatori e da associazioni che hanno posto in evidenza aree di scarsa equità contrattuale nei rapporti di fornitura di energia elettrica tra cliente ed esercente. Tali rapporti, prima dell'intervento dell'Autorità, non erano oggetto di specifica regolamentazione (civilistica e amministrativa) ed erano unicamente disciplinati dal contratto di somministrazione predisposto unilateralmente dai soggetti esercenti.

In assenza di specifiche previsioni amministrative, gli esercenti, oltre a definire il contenuto dei contratti per adesione, hanno sviluppato nel tempo numerose *routine* o prassi che regolano i rapporti con i loro clienti. Tali prassi non essendo codificate in clausole contrattuali generali, erano soggette ad una totale discrezionalità da parte dell'esercente. L'Autorità ritiene che tale discrezionalità vada limitata poiché può porre il cliente in una oggettiva condizione di svantaggio.

L'intervento dell'Autorità definisce i criteri minimi di garanzia lasciando liberi gli esercenti di offrire condizioni di fornitura migliorative rispetto a quelle regolamentate. Le condizioni regolamentate sono da considerarsi dovute al cliente a fronte della tariffa pagata all'esercente: in questo modo si è voluto uniformare a livello nazionale la tutela dei clienti a fronte di una tariffa determinata con criteri uniformi sul territorio nazionale. L'Autorità ha stabilito che il provvedimento non si applica alle forniture in alta tensione e agli usi dell'energia per illuminazione pubblica poiché si tratta di soggetti dotati di una capacità contrattuale maggiore rispetto ai clienti vincolati e le cui forniture presentano caratteristiche peculiari che necessitano di una contrattazione autonoma e diretta. Inoltre, norme specifiche per i clienti in condizioni di disagio economico verranno successivamente emanate dall'Autorità.

Oggetto della riforma

L'Autorità ha presentato proposte per la regolazione delle condizioni di fornitura diffondendo l'11 novembre 1999 il documento per la consultazione *Condizioni di fornitura per il servizio di vendita di energia elettrica agli utenti vincolati*. Le associazioni dei consumatori e degli utenti hanno accolto con favore le nuove proposte che creano una base normativa per la tutela dei

clienti sinora inesistente o incerta. Gli esercenti, pur evidenziando alcuni problemi gestionali che la nuova regolamentazione avrebbe posto, hanno condiviso gli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

Al termine del processo di consultazione è stata emanata la delibera 31 dicembre 1999, n. 200, con la quale vengono regolate alcune condizioni ritenute di primaria importanza per la tutela dei clienti vincolati del servizio elettrico.

Fra le novità introdotte, si ricordano le procedure e i vincoli per regolare e limitare i casi in cui l'esercente può operare il distacco della fornitura, l'eliminazione dell'anticipo sui consumi e l'introduzione del deposito cauzionale sia a garanzia dell'esercente da eventuali inadempienze dei clienti, sia di questi ultimi da distacchi della fornitura per somme esigue (pari o inferiori al deposito stesso). Dal versamento del deposito, che funge da garanzia, sono esentati i clienti domestici che utilizzano la domiciliazione bancaria o postale delle bollette o che pagano con carta di credito. Altre novità riguardano la possibilità offerta ai clienti di pagare i conguagli molto elevati, o i conguagli dovuti a ricostruzione dei consumi a seguito di malfunzionamento del contatore, con rate successive invece che in un'unica soluzione ed anche le modalità e i tempi imposti agli esercenti per effettuare tali ricostruzioni dei consumi.

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 a 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 viene utilizzata per il funzionamento di apparati di cura; quando il debito del cliente è 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 prevede 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 bollette 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.

La trasparenza delle bollette

Gli interventi dell'Autorità per assicurare la trasparenza delle bollette di fatturazione dei consumi di gas ed elettricità hanno riguardato l'adozione della delibera 14 aprile 1999, n. 42, relativa al gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane e l'adozione della delibera 16 marzo 2000, n. 55, alle bollette del servizio di distribuzione e vendita del servizio elettrico.

Consumi di gas naturale

Con la delibera n.42/99 recante *Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere h) e l), della legge 14 novembre 1995, n. 481/95*, l'Autorità si è proposta un obiettivo di razionalizzazione e semplificazione dell'esistente perseguito attraverso l'imposizione di requisiti minimi, comuni ed inderogabili per tutti gli esercenti, che riguardano sia il contenuto sia la forma della comunicazione.

La delibera prevede che gli esercenti il servizio avessero a disposizione 180 giorni dalla data di pubblicazione della stessa per adeguarsi. Per motiva-

te esigenze relative all'adeguamento dei sistemi informativi, i soggetti esercenti potevano inoltre richiedere all'Autorità una proroga dei tempi di applicazione non superiore a 90 giorni. La richiesta di proroga doveva essere avanzata entro 120 giorni dalla data di pubblicazione. All'Autorità sono giunte richieste di proroga da parte di 307 esercenti su un totale di circa 800. Alcune di queste richieste hanno riguardato solo parti specifiche della delibera. Con la seconda settimana di febbraio 2000 è scaduto anche l'ultimo termine per l'adeguamento degli esercenti alla nuova bolletta trasparente.

L'intervento consente ai quasi 15 milioni di utenti del servizio gas (gli utenti cosiddetti civili), indipendentemente dalla loro localizzazione e dall'esercente da cui sono riforniti, di ricevere una bolletta semplice, trasparente e completa.

Consumi di energia elettrica Con la delibera n. 55/00 l'Autorità ha esteso l'intervento sulla trasparenza di documenti di fatturazione al servizio elettrico.

La direttiva concernente la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ha l'obiettivo di integrare la normativa generale già in vigore sulla fatturazione e di stabilire criteri di trasparenza aggiuntivi e obbligatori per gli esercenti i servizi di distribuzione e vendita di elettricità, modificando e integrando, là dove presenti, le precedenti delibere del Comitato interministeriale dei prezzi.

La direttiva definisce i requisiti di base che tutti gli esercenti il servizio devono rispettare nella fatturazione ai propri clienti. Sono interessati a questa direttiva tutti i clienti del mercato vincolato con l'esclusione dei soggetti che acquistano energia in alta tensione e di quelli che utilizzano l'energia per scopi di illuminazione pubblica. Tali soggetti sono dotati di una forte capacità di negoziazione contrattuale e presentano caratteristiche di fornitura tali da rendere preferibile modalità di gestione individuali della fatturazione.

L'Autorità con la direttiva richiede ai soggetti esercenti che i contenuti del rapporto di fornitura connessi alla fatturazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio siano chiaramente specificati, mentre non interviene sui contenuti di tale rapporto già regolati con le delibere dell'Autorità del 28 dicembre 1999, n. 200, 201 e 202 nonché con la delibera 29 dicembre 1999, n. 204.

Gli esercenti restano liberi di fornire informazioni aggiuntive rispetto a quelle obbligatoriamente richieste e di scegliere il formato ritenuto più adatto per comunicarle.

Gli obiettivi dell'intervento dell'Autorità sono stati resi noti ai soggetti esercenti e alle associazioni dei consumatori e degli utenti attraverso il documento di consultazione *Condizioni di fornitura per il servizio di vendita del-*

l'energia elettrica ai clienti vincolati diffuso in data 11 novembre 1999. I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno avanzato, in forma scritta o attraverso l'intervento diretto alle audizioni tenutesi nel dicembre 1999, alcuni suggerimenti alternativi relativi a singoli punti proposti e agli eventuali costi che l'intervento nel suo complesso avrebbe potuto comportare, senza sollevare obiezioni sostanziali sull'impostazione utilizzata o sulla fattibilità dell'intervento.

Una sintesi dell'intervento è esposta di seguito, gli esercenti il servizio dovranno adeguarvisi entro 180 giorni dalla data di pubblicazione della delibera in Gazzetta Ufficiale.

TAV 66 SINTESI DEI REQUISITI MINIMI DI TRASPARENZA DELLE BOLLETTE ELETTRICHE

LA FATTURAZIONE DEI CONSUMI

<i>Tipo di fornitura e tariffa applicata</i>	• Tipologia di utenza cui appartiene il cliente e opzione tariffaria prescelta (base o speciale) • Potenza contrattualmente impegnata (se prevista)
<i>Periodo di riferimento della fatturazione</i>	• Ultime due letture per la bolletta di conguaglio • Periodo di riferimento per la bolletta di acconto • Data di emissione e di scadenza
<i>Addebiti relativi alle componenti tariffarie</i>	• Valori unitari della somma dei corrispettivi in lire/kWh, lire/kW e lire/cliente/mese • Valori complessivi dati dalla somma dei corrispettivi unitari in lire/kWh, lire/kW e lire/cliente/mese moltiplicati rispettivamente per i consumi, per la potenza impegnata e per il periodo a cui si riferisce la fatturazione
<i>Rimborsi ed indennizzi automatici</i>	• Vanno indicati per i clienti titolati a riceverli: - Rimborsi dovuti al mancato rispetto del vincolo sui ricavi tariffari (V1) - Indennizzi automatici per il mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale - Indennizzi automatici per il mancato rispetto dei livelli nazionali di riferimento di continuità • Addebiti per oneri generali di sistema
<i>Addebiti per imposte</i>	• Per le imposte devono essere indicate, oltre ai totali, le singole aliquote
<i>Separazione della fatturazione dei consumi dalla fatturazione di altri oneri</i>	• Interessi di mora, spese di sollecito, depositi di garanzia o altre spese vanno distinte dal calcolo dei consumi e delle imposte • Per gli interessi di mora deve essere esplicitato il tasso di interesse e il numero di giorni a cui si applica • Per le prestazioni specifiche di altra natura (interventi per guasto, verifiche gruppi di misura, interventi per spostamento gruppi di misura) può essere richiesto dal cliente un documento di fatturazione separato
<i>Pagamenti relativi alle bollette precedenti</i>	• Va evidenziata la presenza di bollette non ancora pagate

INFORMAZIONI OBBLIGATORIE AGLI UTENTI

<i>Informazioni sulle modalità di pagamento</i>	• Indicazione delle modalità di pagamento della bolletta • Numero di telefono per informazioni sulle fatture e sui pagamenti • Numero di giorni minimo che intercorre tra la scadenza della bolletta e il distacco della fornitura
<i>Altre informazioni generali ai clienti</i>	• Numero di telefono del servizio guasti • Livelli specifici e generali di qualità fissati dall'Autorità (almeno una volta all'anno) • Informazioni su eventuali variazioni delle tariffe • Informazioni sulla ottimalità della opzione tariffaria prescelta rispetto ai profili di consumo del cliente (una volta all'anno) • Indicazione comparativa dei consumi elettrici (almeno una volta all'anno)
<i>Informazioni a gruppi</i>	• Eventuali modalità di comunicazione all'esercente dei pagamenti dopo la data di scadenza (per i clienti morosi) • Procedure e costo della sospensione della fornitura (per i clienti morosi) • Per i clienti che ne hanno titolo devono essere indicati i tempi e le modalità di rateizzazione dei corrispettivi dovuti

Nella direttiva, particolare attenzione è stata rivolta alle modalità di esposizione della tariffa, al fine di operare una mediazione tra due obiettivi: quello di completezza dell'informazione e quello di semplificazione alla luce della riforma tariffaria recentemente introdotta (cfr. Capitolo 4).

Il prezzo finale che il cliente paga scegliendo un'opzione tariffaria per il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica è la somma di diverse componenti ciascuna a copertura dei relativi costi (trasporto dell'energia sulle reti trasmissione, distribuzione e vendita, nonché acquisto dell'energia). Tali componenti sono espresse in lire/cliente/mese, lire/kW e lire/kWh. A ciascuna tipologia di utenza si applicano, oltre alle componenti costitutive l'opzione tariffaria, altre componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (espresse sia in lire/cliente/mese sia in lire/kWh). Infine, fino al 31 dicembre 2001, ogni opzione tariffaria offerta ai clienti appartenenti alle tipologie di utenza diverse dalle forniture in bassa tensione per usi domestici include le componenti tariffarie (espresse in lire/cliente/mese e in lire/kWh) che costituiscono il fattore di gradualità nella transizione tra il precedente sistema tariffario e quello attuale. L'esposizione in bolletta di tutte queste componenti comporterebbe una lunga lista di voci e di prezzi. Si è quindi adottato un criterio di semplificazione prevedendo che le componenti relative ai costi sostenuti nell'interesse generale e agli oneri generali afferenti al sistema elettrico e alla gradualità debbano essere sommate alle componenti dell'opzione tariffaria corrispondentemente espresse in lire/cliente/mese e in lire/kWh ai sensi della delibera dell'Autorità n. 204/99.

La completezza dell'informazione e la trasparenza vengono inoltre garantite da due misure specifiche. La prima stabilisce che l'esercente debba fornire la disaggregazione completa per singoli corrispettivi dell'opzione tariffaria ogni qual volta il cliente lo richieda. La seconda prevede che almeno una volta all'anno in bolletta vengano espone in maniera dettagliata tutte le componenti relative ai costi sostenuti nell'interesse generale, agli oneri generali afferenti al sistema elettrico e alla gradualità, con le relative denominazioni e i corrispondenti importi complessivamente versati dal cliente nel periodo di riferimento.

Altre innovazioni sono state introdotte al fine di fornire al cliente elementi di valutazione sul profilo dei propri consumi e sulle opportunità offerte dal nuovo regime tariffario. A questo fine almeno una volta all'anno deve essere riportata in bolletta un' indicazione che consenta al cliente di valutare l'andamento nel tempo dei suoi consumi medi giornalieri. In secondo luogo l'esercente deve indicare in bolletta, al termine di ciascun anno, se l'opzione tariffaria scelta dal cliente è quella che gli consente di risparmiare di più, dato il suo profilo di consumo.

Istruttoria formale e diffida all'Enel S.p.A. in merito alla campagna promozionale per il passaggio a contratti di potenza impegnata di 4,5 kW per gli utenti domestici

Nel mese di febbraio 2000 l'Enel Distribuzione S.p.A. ha annunciato l'avvio di una campagna promozionale per l'offerta, per un determinato periodo di tempo e/o abbuoni dei contributi di allacciamento a beneficio di utenti domestici titolari di forniture con potenza impegnata pari a 1,5 kW o 3 kW richiedenti il passaggio a 4,5 kW, o di nuovi utenti che, al momento dell'attivazione della fornitura, avessero richiesto una potenza contrattualmente impegnata pari a 4,5 kW.

La campagna promozionale annunciata dall'Enel S.p.A. non rispondendo ai criteri di trasparenza stabiliti dall'Autorità e avrebbe potuto comportare ingiustificate situazioni di discriminazione tra i clienti domestici.

Il 2 marzo 2000 l'Autorità, ha pertanto diffuso un comunicato stampa attraverso il quale ha chiarito che, in base alla vigente normativa, promozioni del passaggio al contratto da 4,5 kW possono essere realizzate solo mediante la definizione, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 204/99, di opzioni tariffarie sottoposte all'approvazione dell'Autorità stessa, previa definizione del Codice di condotta commerciale previsto dalla medesima delibera e non mediante sconti sui contributi di allacciamento.

In data 29 marzo 2000, con la delibera n. 68, l'Autorità ha diffidato l'Enel S.p.A. dal proseguire nell'iniziativa promozionale.

Con una *Lettera aperta ai clienti* diffusa il 7 aprile 2000 tramite spazi acquisiti su quotidiani nazionali e locali l'Enel Distribuzione S.p.A. ha comunicato che, per effetto della diffida adottata dall'Autorità con delibera n. 68/00, avrebbe richiesto il pagamento del corrispettivo di allacciamento agli utenti interessati al passaggio al contratto a 4,5 kW.

Con delibera 19 aprile 2000, n. 76, l'Autorità ha ordinato all'Enel Distribuzione S.p.A. di pubblicare un comunicato ai clienti con le stesse modalità e rilievo dati alla *Lettera aperta ai clienti* al fine di precisare che il contributo di allacciamento è dovuto per effetto delle norme vigenti e che eventuali sconti possono invece essere applicati sulle tariffe e di chiarire i costi associati al passaggio al nuovo contratto per le diverse classi di utenza sulla base dei consumi medi annuali.

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON IL GOVERNO E IL PARLAMENTO

Nel mese di giugno 1999, in attuazione dell'art. 3, comma 7 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, l'Autorità ha inviato al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato le proprie osservazioni sullo schema di decreto ministeriale per la determinazione dell'ambito della rete di trasmissione elettrica nazionale.

Rapporti di intensa collaborazione hanno riguardato in particolare i Ministeri economici. Nell'imminenza del collocamento della prima *tranche* dell'Enel S.p.A., allo scopo di garantire un adeguato quadro informativo ai potenziali investitori, sono state illustrate al Ministro del tesoro e al Ministro dell'industria attraverso la redazione di una nota informativa (*La regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato*, del 4 agosto 1999) in seguito posta a disposizione di tutti gli operatori, le linee guida della riforma tariffaria in via di definizione e le prevedibili ripercussioni sulla futura redditività delle imprese del settore elettrico e in particolare dell'Enel S.p.A.; gli elementi forniti dall'Autorità sono confluiti nel *Prospetto informativo* dell'Enel S.p.A. *relativo all'ammissione a quotazione e all'offerta di vendita di azioni ordinarie*.

Nel mese di agosto, come previsto dall'art. 3, comma 4 del dlgs. 16 marzo 1999, n. 79, l'Autorità ha inviato al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato le proprie osservazioni e proposte in materia di conferimenti al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (di seguito Grtn S.p.A.), con riferimento all'assetto della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

L'8 settembre 1999 l'Autorità è stata chiamata in audizione presso la Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica sull'andamento di prezzi e tariffe dell'elettricità e del gas, nell'ambito di una indagine conoscitiva avviata dalla Commissione sugli effetti economici e sociali dell'andamento al rialzo dei prezzi internazionali del petrolio. Nel corso della relazione è stata consegnata una memoria che tra l'altro illustrava i meccanismi di indicizzazione delle tariffe di elettricità e gas introdotti dall'Autorità.

A fine settembre 1999, come previsto all'articolo 3, comma 11 del dlgs. n. 79, l'Autorità ha inviato al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato le proprie proposte in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Le proposte sono state successivamente integrate con una nota inviata nel mese di dicembre.

Nel mese di dicembre 1999 l'Autorità ha inviato al Governo e al Parlamento le osservazioni e proposte per l'attuazione della Direttiva europea 98/30/CE concernenti norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Il 12 gennaio 2000 l'Autorità è stata chiamata in audizione presso la Commissione affari costituzionali della Camera dei deputati, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle autorità amministrative indipendenti. Nell'occasione è stata consegnata una memoria informativa su attività e organizzazione dell'Autorità.

In vista dell'espressione del previsto parere sullo schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE da parte delle competenti Commissioni parlamentari, l'Autorità è stata ascoltata dalla Commissione attività produttive della Camera dei deputati il 14 marzo 2000 e dalla Commissione industria, commercio, turismo del Senato il 21 marzo 2000. In entrambe le occasioni è stata consegnata una memoria con osservazioni e proposte di modifica del decreto. Specifici allegati e una nota aggiuntiva hanno riguardato i confronti internazionali di prezzi e tariffe del gas metano. In data 13 aprile 2000 l'Autorità ha presentato al Governo un documento contenente le proprie osservazioni sullo schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE (delibera 13 aprile 2000, n. 72).

Su richiesta della Commissione territorio, ambiente e beni culturali del Senato, impegnata nell'approvazione, in seconda lettura, delle legge quadro sull'esposizione ai campi elettromagnetici, l'Autorità ha inviato il 4 aprile 2000 una memoria sulla tutela della salute dagli effetti dell'inquinamento elettromagnetico nel nuovo ordinamento tariffario elettrico. La memoria formulava circa un'ipotesi di impatto sulle tariffe dell'elettricità derivanti dall'applicazione dei nuovi limiti di esposizione previsti dalla legge.

Nel corso dell'anno l'Autorità ha prestato collaborazione al Dipartimento per le politiche di coesione e di sviluppo del Ministero del tesoro e del bilancio per l'approntamento di un insieme di indicatori di qualità del servizio energetico e di dotazione infrastrutturale da impiegare per la ripartizione dei fondi strutturali stanziati a valere sul Quadro comunitario di sostegno 2000-06 ai fini dell'attuazione del *Programma di sviluppo del Mezzogiorno*. Con il medesimo Ministero sono inoltre proseguiti i consueti interscambi di informazioni su aspetti di carattere congiunturale.

Richiesta dal Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato, l'Autorità partecipa con un proprio rappresentante alla *Cabina di monitoraggio* relativa al settore petrolifero costituita nell'anno in corso presso il Ministero stesso. La *Cabina* svolge un ruolo di supporto tecnico con riferimento all'evoluzione congiunturale dei prezzi dei derivati petroliferi - anche alla luce dei loro recenti andamenti - e di analisi della struttura di mercato.

Frequenti rapporti di lavoro vengo mantenuti con il Consiglio nazionale dei consumatori e utenti, incardinato presso la Direzione generale per l'armonizzazione e la tutela del mercato del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. L'Autorità ha attivamente partecipato alla prima Conferenza programmatica dei consumatori, svoltasi in Milano il 13 e 14 dicembre 1999.

Rapporti con altre istituzioni pubbliche

Con l'estendersi dell'attività di regolazione si intensificano i rapporti dell'Autorità con altre istituzioni e amministrazioni pubbliche.

Con l'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato, oltre al reciproco scambio di informazioni in occasione di apertura di procedimenti in aree di comune interesse, va segnalata l'iniziativa di un seminario congiunto su *Problematiche di sviluppo del mercato del gas naturale in Italia e la Direttiva 98/30/CE*, svoltosi in Roma nel marzo del 1999, in cui sono state esaminate le prospettive e gli scenari di apertura del mercato italiano del gas alla vigilia del recepimento della direttiva. Sono state inoltre avviate iniziative preparatorie in vista dell'organizzazione di seminari scientifici su campi di reciproco interesse.

Con l'Autorità per le garanzie nelle telecomunicazioni sono state tra l'altro avviate iniziative congiunte a livello di uffici volte a definire un'impostazione comune, basata su requisiti di capacità contributiva piuttosto che di consumo, per le modalità di accesso agevolato ai servizi da parte delle categorie disagiate di utenti.

L'Autorità è membro del gruppo di lavoro sulla misurazione dell'attività amministrativa costituito presso il Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro (CNEL). Presso questo organismo, ha partecipato a iniziative seminariali dedicate all'attuazione delle politiche comunitarie.

Nel corso del 1998 l'Autorità ha siglato un protocollo d'intesa con l'Ente nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA). Il protocollo, prevede lo scambio di informazioni e iniziative di collaborazione flessibile su temi di comune interesse quali l'evoluzione di normative, processi e impianti in campo energetico. Si inserisce nella facoltà di ricorrere alla collaborazione con altre amministrazioni pubbliche riconosciuta dall'Autorità dalla legge istitutiva (art. 2, comma 22 legge n. 481/95). Nel settembre del 1999, è stato concluso il primo accordo applicativo di tale protocollo. Esso prevede una collaborazione biennale mirata a fornire all'Autorità un supporto operativo per le attività di controllo tecnico e di ispezione attraverso due distinte modalità: il

comando presso l'Autorità di tre risorse con competenze tecniche e il ricorso, ove necessario, alla struttura tecnica dell'ENEA per analisi *in situ* o in laboratorio.

Intensi e approfonditi è la collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica (Istat) nel campo dello scambio di informazioni statistiche, della gestione di iniziative comuni e nella partecipazione di funzionari dell'Autorità a gruppi di lavoro costituiti in seno all'Istituto.

Tra le prime iniziative realizzate vi è stato l'inserimento di quesiti sui consumi energetici degli utenti industriali nel questionario del censimento intermedio dell'industria, effettuato dall'Istituto con l'inoltro del cosiddetto modello *long form*. Nel questionario della cosiddetta *Indagine multiscopo sulle famiglie* sono stati inseriti alcuni quesiti a risposta multipla relativi alla soddisfazione dei consumatori domestici per i servizi dell'energia elettrica e del gas (cfr. Capitoli 2 e 3 della presente *Relazione Annuale* per un commento ai risultati). Questa indagine presenta il vantaggio di basarsi su un campione molto ampio e rappresentativo (circa 20.000 famiglie) dell'universo degli utenti, stabile e adattato opportunamente nel tempo. A tal fine è stata stipulata con l'Istat un'apposita Convenzione a titolo oneroso in base alla quale l'Istituto si è impegnato a realizzare la rilevazione e a fornire all'Autorità i dati elementari corretti, inclusi i riferimenti alle principali caratteristiche socio-demografiche della famiglia intervistata, ponendo anche a disposizione i confronti con l'anno precedente. I principali risultati della prima indagine, svolta con riferimento all'anno 1998, sono stati presentati in un seminario organizzato congiuntamente dall'Istat e dall'Autorità nell'ambito del Forum della Pubblica Amministrazione, svoltosi in Roma nel maggio del 1999.

Per iniziativa dell'Istat e con il supporto dell'Autorità, è stato costituito un *focus group* sull'energia, canale attraverso cui gli utilizzatori dell'informazione statistica in materia possono confrontare le proprie esigenze informative e indirizzare i suggerimenti. A fini analoghi risponde la partecipazione di elementi dell'Autorità al Circolo di qualità dell'industria, anch'esso operante presso l'Istat. Infine, gli uffici dell'Autorità hanno prestato la propria collaborazione alla stesura del *Rapporto sulla situazione economica e sociale del paese*, su tematiche concernenti la liberalizzazione dei mercati energetici.

RAPPORTI INTERNAZIONALI

Con la liberalizzazione dei mercati energetici, le istituzioni internazionali che seguono l'evoluzione economica e istituzionale dei paesi membri hanno iniziato ad includere fra le loro attività il monitoraggio delle attività di regolazione.

Gli uffici dell'Autorità hanno collaborato partecipando ad incontri con delegazioni istituzionali e predisponendo materiali documentali per la 2000 *Article IV Consultation* per l'Italia del Fondo Monetario Internazionale, l'*Annual Review of Italy (1999-2000)* e la *Review of Regulatory Reform in Italy* dell'Ocse. Rapporti di scambio e collaborazione istituzionale di particolare rilievo sono stati inoltre intrattenuti con la Commissione europea e gli altri organismi di regolazione energetica europei.

Rapporti con la Commissione europea

La creazione di un mercato unico europeo dell'energia elettrica e del gas, voluto e avviato dalla Commissione europea con le due direttive adottate in materia, ha richiesto e favorito l'instaurarsi di forme di collaborazione anche bilaterale tra gli uffici dell'Autorità e gli uffici della Commissione stessa. Frequenti sono stati i contatti, gli incontri su temi di comune interesse e problemi specifici, gli scambi di informazioni tenutisi nell'ultimo anno in particolare con la direzione generale trasporti ed energia, la Direzione Generale Concorrenza e la Direzione Generale sulla Salute e Protezione dei Consumatori. Tali forme di collaborazione hanno consentito un monitoraggio stretto e costante del processo di liberalizzazione in corso nei vari Stati membri e favorito la concertazione di azioni e iniziative a favore della promozione della concorrenza nei due settori dell'elettricità e del gas.

Nell'anno in corso l'Autorità ha inoltre incontrato i Commissari europei responsabili dell'Energia e dei Trasporti, Loyola de Palacio e della Concorrenza, Mario Monti. I principali temi affrontati in tali occasioni hanno riguardato la liberalizzazione del settore elettrico e del settore gas, il trattamento degli *stranded cost* dovuti alla liberalizzazione, la reciprocità con Stati membri e Stati terzi, i contratti *take or pay* nel settore del gas, il fenomeno delle aggregazioni transnazionali tra imprese nei settori dell'elettricità e del gas.

Forum dei regolatori

Nel periodo tra aprile 1999 e aprile 2000 l'Autorità ha preso parte a tre riunioni del *Forum*, europeo per la regolazione dell'energia elettrica e svoltesi in Firenze rispettivamente il 20-21 maggio 1999, il 25-26 novembre 1999 e il 30 e 31 marzo 2000. L'Autorità ha altresì partecipato al primo Forum europeo per la regolazione del gas tenutosi in Madrid dal 30 settembre al 1 ottobre 1999.

Per quanto riguarda il settore elettrico i principali temi di discussione hanno riguardato l'armonizzazione dei sistemi dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione internazionale, la gestione delle congestioni e lo sviluppo delle interconnessioni nazionali. Nel corso della riunione del 20 e 21 maggio 1999 i regolatori hanno avviato la discussione sui meccanismi di pagamento per gli scambi di energia *non-transaction based*, ovvero scambi caratterizzati dall'assenza di specifiche transazioni commerciali a fronte dei flussi fisici di energia. Si è concordato che i costi sostenuti dai gestori delle reti dovranno essere inclusi nelle tariffe in ingresso (a carico dei generatori) e in uscita (a carico degli utenti finali), mentre i pagamenti tra gestori per compensare i diversi livelli di transito, i flussi di ricircolo e i costi di espansione della capacità di trasporto dovranno essere concordati tra i gestori stessi e controllati dai regolatori nazionali. I pagamenti saranno basati sui flussi fisici registrati. Significativi sviluppi si sono registrati a seguito della riunione del 25 e 26 novembre 1999 in cui sono stati concordati i criteri per gli scambi internazionali di energia che, in linea con gli obiettivi fissati dalla Commissione, dovrebbero permettere un aumento sia delle transazioni sul mercato *spot* sia di quelle nella contrattazione bilaterale. L'accordo riguarda non solo i criteri per la definizione dei costi, ma anche le modalità di pagamento e i requisiti per lo scambio delle informazioni.

Nella riunione del 30 e 31 marzo 2000 è continuata la discussione, sulla base di una proposta presentata dai gestori delle reti e sottoposta al vaglio dei regolatori relativa alla tariffazione transfrontaliera. La Commissione europea si è espressa per una pronta soluzione delle questioni ancora aperte al fine di eliminare ostacoli ancora esistenti agli scambi transfrontalieri di elettricità. In occasione di tale incontro si sono avviati i lavori su altri temi, quali la gestione delle congestioni, soprattutto nel caso delle interconnessioni, e l'armonizzazione della struttura dei corrispettivi di accesso alla rete, soprattutto per la loro allocazione tra operatori che immettono energia in rete, (tipicamente generatori) e operatori che prelevano energia elettrica dalla rete (tipicamente consumatori finali o, per la rete di trasmissione, imprese fornitrici).

Per quanto riguarda la regolamentazione del mercato interno del gas sono state poste in evidenza una serie di tematiche quali le condizioni e le tariffe d'accesso, i requisiti per assicurare un efficiente grado di interoperabilità tra

le reti e i diversi sistemi nazionali, l'armonizzazione e la sicurezza delle forniture. Tali temi sono stati oggetto di discussione della prima riunione del *Forum* europeo per la regolazione nel settore del gas tenutasi in Madrid il 30 settembre e il 1 ottobre 1999. Nel corso della discussione sono stati identificati alcuni elementi che richiedono un ulteriore approfondimento quali: le condizioni per l'uso dei depositi di stoccaggio da parte dei clienti idonei e delle imprese del gas; la determinazione delle tariffe per l'uso delle strutture dell'industria del gas inclusi la trasmissione, la distribuzione e i servizi ancillari; le regole da applicare agli scambi di gas naturale tra gli Stati membri, con particolare riferimento all'uso degli *interconnectors* e le relative tariffe.

Gruppi di monitoraggio

L'Autorità ha partecipato, in qualità di osservatore, alla seconda riunione del gruppo informale di monitoraggio costituito dalla Commissione Europea per seguire il processo di trasposizione negli Stati membri della Direttiva concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Il gruppo è stato costituito nel 1998 al fine di consolidare un'interpretazione comune delle disposizioni della Direttiva e di facilitare l'interpretazione degli aspetti più controversi. Gli argomenti chiave sui quali si è focalizzata la discussione riguardano le obbligazioni di servizio pubblico come l'accesso agli stoccaggi, la separazione contabile, le tariffe d'accesso alla rete, la cogenerazione, l'autorizzazione alla costruzione e all'uso di nuovi gasdotti, i contratti *take or pay*, l'interoperabilità delle reti, la reciprocità e le misure di armonizzazione.

Forum dei regolatori UE

I Forum europei sulla regolazione del settore dell'elettricità e del gas naturale sono stati istituiti per iniziativa congiunta della Commissione europea e della Presidenza del Consiglio dell'Unione europea al fine di facilitare la realizzazione di un mercato unico nei due settori.

Con i Forum europei sulla regolamentazione la Commissione europea intende assicurare che l'attuazione delle Direttive europee non conduca alla creazione di mercati dell'energia elettrica e del gas tra loro separati ma alla realizzazione di un effettivo mercato unico dell'energia capace di generare benefici mediante sinergie e condivisione delle risorse. A tal fine, si rende necessario affrontare in modo coordinato gli ostacoli agli scambi transfrontalieri dovuti a differenti regolamentazioni nazionali e altri problemi non risolti dalle Direttive europee di liberalizzazione.

Ai Forum europei partecipano tutti gli organismi degli Stati membri (Autorità indipendenti di regolazione là dove istituite e i ministeri competenti degli Stati membri) con l'obiettivo di ricercare il consenso per risolvere i problemi posti dalla realizzazione di un mercato europeo dell'energia. Con la scelta di costituire i Forum di regolazione la Commissione ha voluto ridurre l'onere della produzione di nuova normativa in favore dell'adozione di decisioni per consenso e del reciproco impegno al loro rispetto.

Ai Forum sono invitati a partecipare rappresentanti di associazioni degli operatori del mercato e delle associazioni dei consumatori.

Le riunioni dei due Forum si tengono di norma con cadenza semestrale. Quello relativo all'energia elettrica ha luogo in Firenze, quello relativo al gas naturale in Madrid. La prima riunione del Forum sull'elettricità si è tenuta nel febbraio del 1998, mentre quella relativa al gas naturale nel settembre del 1999.

Collaborazioni internazionali con i regolatori indipendenti

Rapporti istituzionali operativi con CNE ed ERSE Il programma di collaborazione e di scambio di informazioni avviato sin dal 1997 dall'Autorità con gli organismi di regolazione spagnolo CNE (Comisión Nacional de Energía) e portoghese ERSE (Entidade Reguladora do Sistema Eléctrico) si è ulteriormente consolidato nel corso dell'anno. I rappresentanti dei tre organismi di regolazione, incontratisi in Roma il 7 ottobre 1999, hanno presentato gli aggiornamenti sui processi di recepimento della Direttiva europea 92/96/CE nei rispettivi paesi e sugli interventi di regolazione avviati o in corso e hanno discusso dei temi di interesse comune (vettoriamiento internazionale, identificazione e recupero degli *stranded cost*, problemi di reciprocità e organizzazione del mercato elettrico all'ingrosso). Nella stessa occasione sono stati presentati e valutati i risultati raggiunti in corso d'anno dai gruppi di lavoro congiunti avviati all'inizio del 1999 su temi tecnici di interesse specifico: qualità del servizio elettrico, servizi ausiliari e fiscalità e ambiente.

Seminario su *Criteria for Electricity Tariffs and Pricing*

Nell'ambito delle attività di collaborazione internazionale tra Italia, Spagna e Portogallo è nata l'esigenza di allargare ad altri paesi il confronto sull'evoluzione dei mercati elettrici, europei con particolare attenzione al ruolo svolto dai regolatori e alle problematiche connesse alla regolazione tariffaria in un contesto di liberalizzazione ed integrazione. L'8 ottobre 1999 l'Autorità, d'intesa con CNE ed ERSE, ha organizzato in Roma un seminario su *Criteria for Electricity Tariffs and Pricing* al quale hanno partecipato i rappresentanti di 18 organismi di regolazione europei, compresi i rappresentanti di alcuni paesi dell'est europeo e un osservatore della Commissione europea. Nel seminario sono state presentate le esperienze di regolazione nei diversi paesi con particolare attenzione alle forme di organizzazione del mercato, agli interventi volti alla promozione della concorrenza e alle metodologie di regolazione tariffaria relative al segmento della trasmissione e distribuzione così come a quello della fornitura ai clienti vincolati.

L'istituzione del *Council of European Energy Regulators*

Nel corso del 1999 l'Autorità, in stretto coordinamento con i regolatori spagnoli e portoghesi, si è fatta promotrice di un'iniziativa volta all'estensione delle attività di collaborazione internazionale ad altri regolatori indipendenti europei. In una prima riunione, a cui hanno partecipato rappresentanti di 10 organismi di regolazione, tenutasi in Londra il 21 gennaio 2000, sono stati messi a punto in un documento gli obiettivi e le modalità di funzionamento dell'iniziativa e definito un primo programma dei lavori.

In data 7 marzo 2000 è stato siglato a Bruxelles il memorandum d'in-

tenti che sancisce l'istituzione del *Council of European Energy Regulators* al quale hanno aderito gli organismi di regolazione di Belgio, Finlandia, Inghilterra, Irlanda, Nord-Irlanda, Italia, Norvegia, Olanda, Portogallo, Spagna e Svezia. Il Consiglio, al quale possono aderire le istituzioni dei paesi firmatari dei Trattati europei o che abbiano trasposto nella legislazione nazionale almeno una delle due Direttive energetiche, si riunisce almeno due volte l'anno ed è coordinato da un Presidente e da una Segreteria tecnica.

Scopo dell'iniziativa è quello di creare un meccanismo di cooperazione e scambio di informazioni tra regolatori indipendenti europei al fine di addivenire in tempi più rapidi ad un'effettiva liberalizzazione del settore energetico anche attraverso l'implementazione e lo sviluppo delle Direttive europee. I promotori dell'iniziativa si prefiggono l'obiettivo di raggiungere una posizione comune sui temi del confronto con l'industria energetica, la Commissione europea e le altre istituzioni. I primi temi su cui sono stati avviati i lavori riguardano le tariffe di vettoriamiento internazionale, la gestione delle congestioni e l'armonizzazione delle condizioni di accesso alla rete europea di trasmissione.

A tal fine è stato definito un programma annuale che prevede il coordinamento dei membri del Consiglio in vista delle riunioni dei due *Forum* europei per la regolazione dell'energia elettrica e il gas naturale e uno schema di scambio di informazioni comprendente gruppi di lavoro internazionali su tematiche specifiche del servizio elettrico (qualità del servizio, *benchmarking* e fiscalità e ambiente), la creazione di un sito *internet* e lo sviluppo di attività di formazione interna e organizzazione di seminari.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE

Le consultazioni con i 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. Queste prevedono la diffusione 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 1999 e aprile 2000, l'Autorità, utilizzando anche il proprio sito Internet, ha diffuso dieci documenti per la consultazione e raccolto le osservazioni di tutti i soggetti interessati. Nel caso di cinque provvedimenti di particolare rilevanza quali la regolazione della qualità commerciale nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, la continuità del servizio elettrico, le condizioni e le tariffe di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati e i criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione e vendita dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane l'Autorità ha tenuto presso la propria sede di Milano e gli uffici di Roma audizioni speciali in cui sono state raccolti ulteriori commenti e osservazioni alle proposte presentate.

Nei giorni 30 giugno e 1 luglio 1999 l'Autorità ha tenuto in Roma audizioni periodiche con le associazioni, previste ai sensi del proprio *Regolamento per le audizioni periodiche*. Oggetto delle audizioni periodiche è stata la presentazione del rendiconto dell'attività svolta dall'Autorità nel periodo compreso tra aprile 1998 e aprile 1999 e dei programmi in corso di svolgimento.

TAV 71 SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE NEL PERIODO
MAGGIO 1999-APRILE 2000

TITOLO DEL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE	DATA DI DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Disciplina dei livelli specifici e generali relativi ai fattori commerciali di qualità dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas	17 giugno 1999	Consultazione scritta e audizioni speciali fra settembre e ottobre 1999
Modalità di riconoscimento e verifica della qualifica di cliente idoneo e istituzione dell'elenco dei clienti idonei	18 giugno 1999	Consultazione scritta
Schema di contratto tipo per il vettoriamiento dell'energia elettrica	4 agosto 1999	Consultazione scritta
Direttive da impartire al Gestore della rete nazionale per l'adozione di regole tecniche ai fini della connessione alla rete di trasmissione nazionale, della sicurezza e dell'inter-operabilità delle reti elettriche	4 agosto 1999	Consultazione scritta
Trattamento delle importazioni di energia elettrica nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, art. 10, comma 2	28 ottobre 1999	Consultazione scritta
Condizioni di fornitura per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti vincolati	17 dicembre 1999	Consultazione scritta e audizioni speciali nel dicembre 1999
Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	24 novembre 1999	Consultazione scritta e audizioni speciali nel dicembre 1999
Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati	27 novembre 1999	Consultazione scritta e audizioni speciali nel dicembre 1999
Regolamento recante procedure e criteri ai fini della valutazione della compatibilità delle richieste di vettoriamiento con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale	9 febbraio 2000	Consultazione scritta
Criteri di determinazione delle tariffe di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione	13 aprile 2000	Consultazione scritta e audizioni speciali da tenersi nel mese di giugno 2000

Modifiche delle procedure di consultazione

Nel corso del 1999, l'Autorità, con delibera del maggio 1999, n. 56, ha proceduto alla revisione del suo *Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi*, emanato con delibera 16 maggio 1997, n. 44.

Dopo una prima fase di sperimentazione si è avvertita l'esigenza di procedere ad un aggiornamento dei criteri di rappresentatività delle diverse formazioni associative, in conseguenza dell'entrata in vigore della disciplina organica sui diritti dei consumatori e degli utenti, introdotta dalla legge del 30 luglio 1998, n. 281, e della istituzione delle procedure per l'iscrizione all'elenco, presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, delle associazioni dei consumatori, ai sensi del decreto ministeriale del 19 gennaio 1999, n. 20.

Le modifiche più importanti del *Regolamento per le audizioni periodiche* dell'Autorità sono così riassumibili:

- le associazioni dei consumatori ed utenti, per essere accreditate, dovranno attestare di essere incluse nell'elenco istituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- le associazioni possono richiedere integrazioni all'ordine del giorno fino a dieci giorni prima della data fissata per l'audizione;
- nella richiesta di accreditamento presso l'Autorità, sono state recepite le nuove forme di semplificazione introdotte dalla legge 15 maggio 1997, n. 127, in materia di semplificazione delle certificazioni amministrative e dal Decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1998, n. 403, vale a dire la possibilità di sottoscrivere l'istanza dinanzi ad un funzionario dell'Autorità, ovvero di presentarla congiuntamente a copia fotostatica del documento di identità del sottoscrittore.

Rimangono inalterate le previsioni relative allo svolgimento di audizioni speciali, che l'Autorità può convocare per la raccolta di osservazioni relative ai propri documenti di consultazione o alle versioni preliminari dei provvedimenti, prima dell'approvazione di delibere di interesse generale. A tali audizioni, che affiancano le consultazioni svolte in forma scritta, sono invitati, sulla base della materia trattata, i soggetti interessati.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Nel periodo tra il maggio 1999 e l'aprile 2000, l'Autorità ha proseguito nel programma di controlli tecnici, ovvero di quegli interventi in loco non restrittivi, eseguiti ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95. Seguendo le esigenze delle attività degli uffici dell'Autorità, il programma dei controlli tecnici ha assunto una connotazione diversa da quella del corrispondente programma dell'anno precedente: sono divenuti prevalenti i controlli sulla qualità del servizio sia nel settore elettrico, sia nel settore del gas e sono iniziati i primi controlli derivanti dagli obblighi e dalle competenze conferite in capo all'Autorità dal dlgs. n.79/99. I controlli sulla qualità del servizio sono stati di tipo sistematico (a campione) al fine di validare le informazioni già acquisite dall'Autorità. In particolare, i controlli del settore elettrico sono stati propedeutici alla regolamentazione della continuità del servizio, cioè al riconoscimento per gli esercenti, attraverso la tariffa elettrica, dei miglioramenti conseguiti nella continuità del servizio dall'anno 2000. I controlli per gli adempimenti tariffari e le modalità del servizio gas e quelli per le provvidenze ex provvedimento CIP n. 6/92 per i produttori di elettricità, sono stati di tipo straordinario, con interventi eseguiti in ordine ad inadempienze a fronte di regolamenti, a richieste di consumatori e utenti, ad istanze di soggetti.

Anche le modalità di esecuzione dei controlli tecnici sono cambiate rispetto all'anno precedente. Sono stati ampliati i tipi di verifiche effettuate in ciascun intervento avviando, laddove praticabile, controlli multiscopo mantenendo costante l'impegno del personale dell'Autorità. Tutto ciò è reso possibile dalla maturità acquisita dopo un anno di attività e dall'acquisizione di ulteriori risorse specialistiche tramite un accordo di collaborazione con l'ENEA.

Nel periodo che tra maggio 1999 e aprile 2000, sono stati effettuati 41 controlli tecnici (oltre 90 dall'inizio dell'attività) su un insieme di 39 soggetti, di cui 17 esercenti il servizio di distribuzione del gas e 22 produttori e distributori di elettricità, sufficientemente rappresentativo dei campi di competenza dell'Autorità.

TAV 72 SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI

Maggio 1999 - aprile 2000

MOTIVAZIONE	SOGGETTI CONTROLLATI
ADEMPIMENTI TARIFFARI E DATI AZIENDALI	5 distributori di gas metano, 2 distributori di gas da prodotti petroliferi, 2 distributori di gas manifatturato
STANDARD DI QUALITÀ DEL SERVIZIO	11 distributori di elettricità, 8 distributori di gas metano
CONTRIBUTI AI SENSI DEL PROVVEDIMENTO CIP N. 6/92	11 impianti idroelettrici, 1 impianto fotovoltaico, 1 impianto di cogenerazione

TAV. 73 ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	3 comuni medio- piccoli	scheda tariffaria; modalità del servizio;	acquisita scheda tariffaria; acquisiti dati aziendali e della qualità commerciale del servizio; accertate 2 difformità tariffarie con rimborso agli utenti; accertati 2 oneri impropri a cari- co utenti; accertate perdite anomale di gas;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	2 piccole società concessionarie	scheda tariffaria; modalità del servizio;	ricalcolata scheda tariffaria; acquisiti dati investimenti e della qualità commerciale del servizio; accertate difformità tariffarie con rimborso agli utenti; accertato 1 caso di onere im- proprio a carico utenti;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	2 grandi aziende pub- bliche locali, 1 grande consorzio intercomu- nale,	rilevazione sul rispetto degli standard di qua- lità della Carta dei ser- vizi	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertato 1 caso di difformità tariffaria maggiore con rimbor- so agli utenti; accertato 1 caso di non adegua- to controllo del rispetto degli standard specifici; accertate incongruenze tra dati rilevati e standard dichiarati;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	3 grandi società del gruppo Eni S.p.A.	rilevazione sul rispetto degli standard di qua- lità della Carta dei ser- vizi	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertato 1 caso di inadeguata metodo- logia di registrazione e elabora- zione dei dati di qualità; accertate non conformità tra dati rilevati e relativa documen- tazione;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS NATURALE	2 medie società con- cessionarie	rilevazione sul rispetto degli standard di qua- lità della Carta dei ser- vizi	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertato 1 caso di non corretta metodologia di rilevamento dati; accertate non conformità tra dati rilevati e relativa documen- tazione;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS MANIFATTURATO	1 piccolo comune, 1 piccola società conces- sionaria	caratteristiche del gas distribuito; parametri di calcolo della tariffa; modalità del servizio;	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertate 1 difformità tariffaria con rimborso agli utenti; accertato 1 caso di onere im- proprio a carico utenti; accertato 1 caso di mancanza di controllo delle caratteristiche del gas; accertata 1 anomalia di fornitu- ra gas ad altro comune
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS DA PETROLIO	2 piccole società	scheda tariffaria modalità del servizio;	ricostruita scheda tariffaria; acquisiti dati aziendali; rilevata scarsa conoscenza delle norme per servizio pubblico gas; accertate carenze nella qualità del servizio;

CONTINUA
↓

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 7.3 ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI

(SEGUE)

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	5 esercizi metropolitani Enel S.p.A.	rilevazione sul rispetto degli standard di qualità della Carta dei servizi; metodologia per rileva- zione delle interruzioni del servizio;	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertati 2 casi di inadeguata rintraccia- bilità dei dati di qualità; accertato 1 caso di errori e in- congruenze dei dati degli stan- dard generali di qualità; accertato 1 caso di valore di du- rata media delle interruzioni senza preavviso non corretto;
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	3 grandi società pub- bliche locali, 3 medie società pubbliche locali;	rilevazione sul rispetto degli standard di qua- lità della Carta dei ser- vizi; metodologia per rileva- zione delle interruzioni del servizio;	acquisite modalità di rileva- mento dati di qualità; accertato 1 caso (grande so- cietà) di valore di durata media delle interruzioni senza preavvi- so non corretto; accertato 1 caso (grande so- cietà) di errori e lacune nei dati degli standard generali e speci- fici di qualità; accertato 1 caso (media società) di metodologia per la rilevazio- ne ed elaborazione dei dati di qualità non corretta; accertato 1 caso (media società) di numero medio e durata me- dia delle interruzioni senza preavviso non corretti;
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	8 impianti mini-idroelettrici, 1 impianto idroelettrico di società pubblica lo- cale, 2 impianti idroe- lettrici dell'Erga S.p.A.	accertamento di rifaci- mento/potenziamento di impianto idroelettri- co ai sensi del provve- dimento CIP n. 6/92;	verificati tempi, entità e tipolo- gia delle opere eseguite ai fini del rifacimento/incremento di produttività totale o in ore piene; verificate le condizioni di svol- gimento del servizio; accertati 6 casi di insufficienza delle opere eseguite ai fini del rifacimento d'impianto; accertato 1 caso di insufficien- za delle opere eseguite ai fini del potenziamento d'impianto;
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	1 impianto di genera- zione fotovoltaica dell'Enel S.p.A.	accertamento dei costi sostenuti per la realiz- zazione dell'impianto ai sensi del provvedi- mento CIP n. 6/92	accertata entità e tipologia del- le opere realizzate (nove sotto- campi); accertato stato di avanzamento lavori del decimo sottocampo; accertate potenze effettive e diagramma di carico giornaliero dell'impianto;
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	1 impianto di cogene- razione	verifica dell'indice energetico ai fini del- l'assimilabilità a fonte rinnovabile	verificata la configurazione at- tuale dell'impianto; verificato il collegamento fun- zionale tra gli elementi costitui- tivi dell'impianto; verificata la veridicità dei dati presentati dalla società; accertata la condizione di assi- milabilità;

CONTINUA

Ogni controllo tecnico ha comportato in media l'impiego di 2,5 funzionari dell'Autorità e l'esecuzione di un sopralluogo della durata di un giorno; fanno eccezione i casi di due produttori elettrici, proprietari di due impianti ciascuno, per cui ciascun sopralluogo ha riguardato due impianti e quindi due controlli tecnici eseguiti nello stesso giorno.

Il programma di controlli tecnici ha permesso di documentare le difformità delle tariffe gas applicate, l'esistenza di oneri impropri a carico di utenti, l'inadeguatezza delle opere eseguite su impianti elettrici ai fini dell'ammissione ai contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92, l'irregolarità nella rilevazione dei dati della qualità del servizio, oltre a permettere la localizzazione di un soggetto distributore di GPL non altrove registrato. Il programma di controlli a campione sulla qualità del servizio ha indotto un aumento sensibile della richiesta della certificazione secondo le norme Iso serie 9000, da parte delle aziende soprattutto di media dimensione.

Nella gran parte dei casi le correzioni alle irregolarità emerse sono state conseguite con semplici interventi degli uffici dell'Autorità, mentre i rilievi sugli impianti concernenti l'ammissione ai contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 danno luogo a delibere dell'Autorità.

STATO DEL CONTENZIOSO

Su 174 provvedimenti adottati dall'Autorità dall'aprile 1997¹, data di inizio dell'attività, sino a tutto il 1999, 38 sono stati impugnati, per un totale di 135 ricorsi. La maggior parte dei ricorsi (63) è stata presentata da imprese con elevati consumi di energia elettrica, seguita da 41 ricorsi presentati da imprese produttrici e distributrici di energia elettrica - di cui la maggior parte riguarda imprese elettriche minori e piccoli distributori - e 13 da imprese di distribuzione del gas. Inoltre, 6 ricorsi sono stati presentati da associazioni di categoria o di difesa dei consumatori, 4 da persone fisiche e 1 da un'amministrazione pubblica.

In linea con l'attività dell'Autorità, la maggior parte dei ricorsi è avverso provvedimenti relativi al settore dell'energia elettrica con particolare riferimento a provvedimenti in materia di vettoriamiento ed ad aggiornamenti o modifiche tariffarie; quelli relativi alle imprese del gas riguardano per la quasi totalità la delibera n. 193/99 (*Adozione di disposizioni urgenti concernenti i criteri per la negoziazione dei prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza e per la modificazione delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane*).

Per quanto riguarda in particolare il periodo compreso tra aprile 1999 e aprile 2000 sono stati impugnati 18 provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso dell'anno 1999² per un totale di 79 ricorsi. (Tav. 7.4).

- 1 Provvedimenti relativi al mandato di regolazione nei settori dell'energia elettrica e il gas al netto dei provvedimenti di carattere organizzativo interno e dei meri accertamenti di natura tecnica sugli impianti.
- 2 Per quanto riguarda i provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso del 1999, sono stati presentati 32 ricorsi avverso la delibera n. 13/99 (vettoriamiento); 1 ricorso avverso la delibera n. 24/9 (aggiornamento tariffa elettrica); 1 ricorso avverso la delibera n. 56/99 (modifica regolamento audizioni); 10 ricorsi avverso la delibera n. 81/99 (CIP n. 6/1992); 1 ricorso avverso la delibera n. 82/99 (mini-idro); 2 ricorsi avverso la delibera n. 88/99 (aggiornamento tariffa elettrica); 1 ricorso avverso la delibera n. 103/99 (determinazione contributi di allacciamento del provv. CIP n. 6/92); 2 ricorsi avverso la delibera n. 158/99 (facoltà di recesso contratti annuali); 3 ricorsi avverso la delibera n. 162/99 (importazioni); 2 ricorsi avverso la delibera n. 180/99 (modalità e condizioni importazioni); 9 ricorsi avverso la delibera n. 193/99 (disposizioni urgenti tariffe gas); 1 ricorso avverso la delibera n. 195/99 (aggiornamento tariffe gas); 7 ricorsi avverso la delibera n. 204/99 (tariffe elettriche utenti mercato vincolato); 3 ricorsi avverso la nota GP/M99/106 (chiarimenti in merito alla durata della convenzione concessione) e 4 ricorsi avverso procedimenti individuali.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 74 RICORSI AVVERSO LE DECISIONI DELL'AUTORITA'

RICORRENTI	RICORSI 1999	RICORSI 1998	RICORSI 1997	TOTALE
IMPRESE ELETTRICHE	21	17	3	41
IMPRESE DEL GAS	12	1	-	13
ALTRE IMPRESE	39	14	10	63
PERSONE FISICHE	-	4	-	4
ASSOCIAZIONI	6	4	3	13
AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE	1	-	-	1
TOTALE RICORSI	79	40	16	135
DI CUI CON ISTANZA SOSPENSIVA	45	22	6	73
TOTALE PROVVEDIMENTI IMPUGNATI	18	15	5	38

TAV 75 STATO DEL CONTENZIOSO

ANNO	DECISIONI DI I GRADO						DECISIONI DI II GRADO					
	SU ISTANZA SOSPENSIVA			SUL MERITO			SU ISTANZA SOSPENSIVA			SUL MERITO		
	RIGETTO	ACC. PARZ.	ACC.	RIGETTO	ACC. PARZ.	ACC.	RIGETTO	ACC. PARZ.	ACC.	RIGETTO	ACC. PARZ.	ACC.
1997	2	1			3		1		2			
1998	5	3		2	1							
1999	19		1	3	2		1					
TOTALE	26	4	1	5	6		2		2			

Il numero delle istanze di sospensiva dei provvedimenti impugnati è particolarmente elevato: 73 sui 135 ricorsi, di cui 45 presentate per provvedimenti relativi al 1999. Delle 73 istanze, in primo grado, 26 non sono state accolte, 4 sono state parzialmente accolte, 1 è stata accolta; in secondo grado, 2 non sono state accolte e 2 sono state accolte (Tav. 7.5).

Per quanto riguarda le decisioni che hanno definito i giudizi con pronunce di merito o processuali, in primo grado, vi sono state 5 decisioni di rigetto e 6 di accoglimento parziale.

Le decisioni non hanno mai toccato l'impianto delle delibere impugnate ma si sono sempre concentrate su questioni collaterali senza compromettere il significato generale dei provvedimenti dell'Autorità.

ATTIVITÀ DI COMUNICAZIONE, DIVULGAZIONE E DOCUMENTAZIONE

Comunicazione e divulgazione

Il processo di attuazione della liberalizzazione del servizio dell'energia elettrica disposta dal dlgs. 16 marzo 1999, n. 79, la privatizzazione di primari operatori del settore, l'imminenza dei termini di scadenza per l'attuazione della Direttiva 98/30/CE hanno reso particolarmente vivace il dibattito e il confronto, sia in sedi istituzionali sia accademiche, sulle prospettive di integrazione del sistema energetico italiano nel mercato europeo.

Le prospettive e le opportunità offerte dalla liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas il ruolo crescente giocato in questo contesto da un regolatore indipendente hanno richiamato un'attenzione crescente da parte di operatori, analisti e studiosi stranieri sull'operato dell'Autorità; ad essi gli uffici hanno fornito, nel corso di numerosi incontri, chiarimenti, approfondimenti e informazioni.

Nell'imminenza di scelte di particolare rilievo, come quelle relative alla riforma dell'assetto tariffario, la regolazione del servizio e le condizioni di fornitura del settore elettrico, gli uffici dell'Autorità hanno organizzato, a Roma e Milano, specifici incontri rivolti sia ad un pubblico non specializzato sia agli operatori del settore per illustrare le proposte dell'Autorità.

Allo scopo di illustrare, in particolare al pubblico dei non addetti ai lavori, le principali decisioni assunte sono stati mantenuti costanti rapporti con i principali organi di informazione, anche al fine di diffondere, divulgare e spiegare documenti spesso caratterizzati da un elevato livello di complessità tecnica. In corso d'anno sono stati divulgati oltre 50 comunicati stampa e organizzati più incontri con i giornalisti sugli interventi di maggiore importanza.

I componenti dell'Autorità, i suoi dirigenti e funzionari hanno partecipato a numerosi seminari e convegni, in Italia e all'estero, per illustrare e motivare i numerosi adempimenti per la liberalizzazione del settore elettrico e del gas, gli interventi di riforma tariffaria, di regolazione della qualità del servizio e tutela dei consumatori. È stata altresì assicurata la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità in sedi accademiche attraverso la collaborazione a programmi di formazione e attività seminariali su temi connessi alla regolazione.

Attenzione è stata inoltre rivolta allo scambio di informazione e visite di delegazioni di esponenti di autorità di regolazione estere, anche di paesi dell'est europeo.

Pubblicazione e documentazione

L'attività di pubblicazione di contributi su tematiche di interesse delle attività di regolazione in campo energetico è proseguita nella collana dei *Quaderni dell'Autorità*.

Nella serie *Analisi*, che raccoglie studi specialistici su temi di interesse per la diffusione di una moderna cultura della regolazione, prodotti sia internamente all'Autorità sia da studiosi esterni, sono stati pubblicati i risultati di una ricerca sulle metodologie di confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica (*Confronti internazionali di prezzo dell'energia elettrica nel 1997* a cura di Ivana Paniccchia, *Quaderni dell'Autorità*, serie *Analisi*, n. 1).

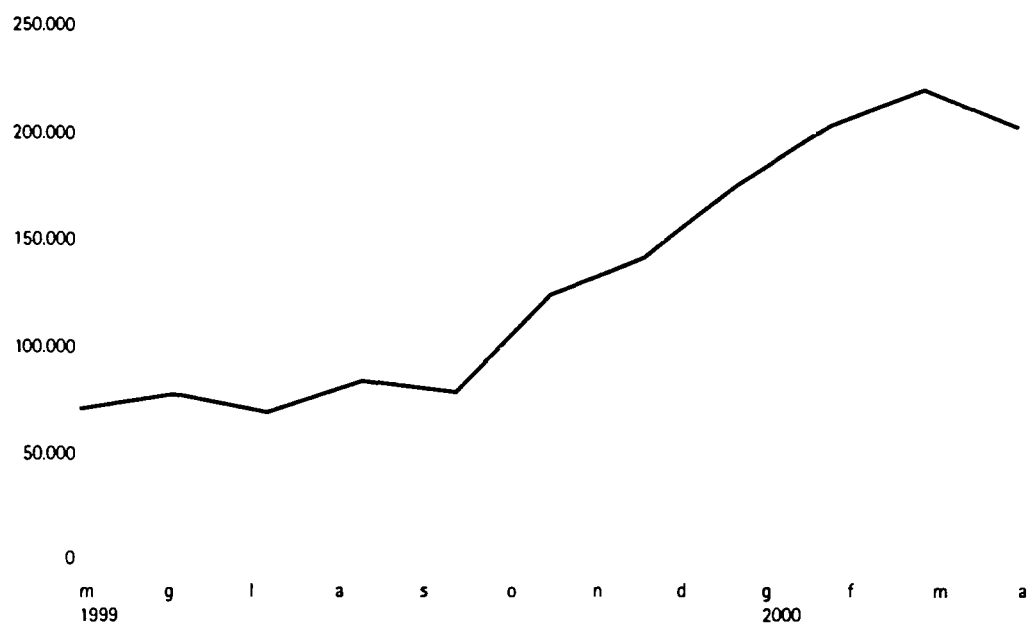
Nella serie Documenti è stata pubblicata nel 1999 una sintesi dei risultati dell'indagine demoscopica promossa dall'Autorità sulla *Soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e di gas* (*Quaderni dell'Autorità*, serie Documenti n. 3), la prima indagine di questo tipo svolta in Italia non da un fornitore ma da un soggetto imparziale la stessa serie sono stati pubblicati nella primavera del 2000 il *Rapporto sulla qualità del servizio elettrico nel 1998* e il *Rapporto sulla qualità del servizio del gas nel 1998*, frutto dell'attività di verifica e controllo che l'Autorità ha svolto nel corso del 1999 sulle Carte dei servizi dei soggetti regolati.

Il sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) è stato costantemente aggiornato con l'inserimento dei nuovi provvedimenti e dei documenti prodotti dall'Autorità. Dal novembre 1999 attraverso il sito viene pubblicato l'elenco dei clienti idonei del settore elettrico, aggiornato settimanalmente. Aggiornamento costante e quantità di informazione disponibile hanno reso il sito il principale strumento di diffusione dei provvedimenti a carattere generale, dei documenti di consultazione e delle informazioni sull'operato dell'Autorità.

Ciò ha trovato risponidenza nella crescita del numero dei visitatori, passati da circa 40.000 nell'aprile dello scorso anno agli oltre 200.000 attuali. (Fig. 7.1).

La crescente mole dei documenti presenti sul sito unita all'esigenza di pubblicare informazioni di carattere non istituzionale e di servizio, quali per esempio traduzioni non ufficiali in inglese dei principali provvedimenti e dei comunicati stampa o interventi dell'Autorità a convegni, ha imposto una revisione della struttura e della grafica del sito che consenta una più agevole navigazione e faciliti il reperimento delle informazioni. Queste modifiche verranno completate nel corso dell'anno 2000.

FIG 7.1 NUMERO DI RICHIESTE COMPLESSIVE EFFETTUATE SUL SITO:
WWW.AUTORITA.ENERGIA.IT



8. PERSONALE, GESTIONE FINANZIARIA E ORGANIZZAZIONE

PERSONALE

La compagine

Nel corso del 1999 e dei primi mesi del 2000 è proseguito il graduale processo di crescita delle risorse umane dell'Autorità. Al netto delle cessazioni, nei dodici mesi terminanti al 30 aprile 2000 la consistenza della compagine dell'Autorità è passata da 73 a 80 unità, comprese le risorse poste a disposizione dalla pubblica amministrazione e da altri enti pubblici attraverso distacchi e comandi temporanei (cresciuti nel periodo da 7 a 10 unità).

A fine periodo la compagine era costituita da 35 dipendenti di ruolo da 35 a tempo determinato e da 10 unità acquisite attraverso 8 comandi e 2 distacchi, suddivise nelle carriere dei dirigenti, funzionari, impiegati ed esecutivi (Tav. 8.1); nel corso del 1999 2 elementi sono stati distaccati presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico.

TAV. 8.1 COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2000 PER CARRIERA E GRADO

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	2	Funzionario di I	11	Impiegato	11	Commesso capo	-
Direttore	3	Funzionario di II	19	Coadiutore	2	Commesso	1
Direttore aggiunto	7	Funzionario di III	7	Aggiunto	17		
TOTALE	12	TOTALE	37	TOTALE	30	TOTALE	1

Nonostante carichi di lavoro caratterizzati da responsabilità rilevanti e da impegni crescenti, anche in conseguenza degli adempimenti richiesti dalla trasformazione istituzionale dei settori regolati, la consistenza del personale permane al di sotto del limite di 120 unità, di cui 40 a tempo determinato, fissato dalla legge istitutiva. La crescita dell'organico è stata lenta e ponderata per la cura posta nella selezione e nell'inserimento del nuovo personale.

Il reclutamento è avvenuto in fasi successive. L'Autorità si è inizialmente avvalsa della facoltà prevista dall'art. 2, comma 29, della legge n. 481/95, che permette l'assunzione di personale di ruolo mediante apposita selezione, limitatamente alla fase di prima attuazione e nella misura massima della metà delle posizioni previste dalla pianta organica per tale tipologia contrattuale.

Pertanto, dopo l'iniziale assunzione di 10 unità in ruolo (di cui 6 nella carriera dei direttori e 4 nella carriera dei funzionari), nel gennaio 1998 sono stati assunti in ruolo 4 unità (3 nella carriera dei dirigenti, e 1 nella carriera

degli impiegati) e nel mese di aprile 1998 altre 24, di cui 21 nella carriera dei funzionari e 3 nella carriera degli impiegati. Queste ultime assunzioni sono avvenute a conclusione di una procedura di selezione iniziata nell'ottobre 1997 con la pubblicazione di un avviso pubblico su tre quotidiani a diffusione nazionale. La selezione è stata basata sull'esame comparato dei *curricula* ricevuti e dell'esperienza dei candidati, sulla valutazione dei titoli su colloqui con i dirigenti degli uffici dell'Autorità, nonché su prove attitudinali affidate a una società specializzata.

Coerentemente con quanto stabilito dalla legge istitutiva sono stati inoltre attivati rapporti di lavoro a tempo determinato di durata biennale, rinnovabili. Nel 1999 sono stati assunti a tale titolo 4 funzionari; nei primi mesi dell'anno in corso 2 dirigenti e 1 impiegato. Anche la selezione del personale a tempo determinato è stata condotta attraverso il vaglio dei *curricula* e il ricorso ad approfondite interviste. I primi concorsi pubblici per gli inserimenti in ruolo sono stati avviati nell'anno in corso.

Il personale ha un'età media di poco meno di 39 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Quasi tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore, l'80 per cento di un titolo di laurea; i dirigenti e i funzionari hanno maturato esperienze professionali in aree di interesse per l'attività di regolazione. La qualità del personale appare adeguata al mandato affidato all'Autorità. Ne sono testimonianza i risultati raggiunti nel primo triennio di operatività che resi possibili dall'acquisizione di risorse qualificate, da livelli retributivi soddisfacenti anche se non confrontabili con quelli che si riscontrano in parte dei settori che l'Autorità regola, da un'opera di formazione interna intensa, sebbene solo in parte formalizzata.

L'assegnazione delle responsabilità ai dirigenti, le procedure per la valutazione del personale, l'adozione del *Codice etico*, il clima di collaborazione costituiscono aspetti di un'organizzazione orientata a garantire elevati livelli di efficienza e di motivazione al servizio pubblico.

L'assetto organizzativo è flessibile, per permettere di modulare le attività per obiettivi, mantenendo la struttura gerarchica ai livelli minimi necessari per lo svolgimento dei compiti assegnati. Alcuni interventi organizzativi attuati nel corso del 1999 e nei primi mesi del 2000 sono stati diretti a superare gradualmente la distinzione di competenze fra ambiti tariffari e ambiti di mercato nella strutturazione delle aree operative, utile nella prima fase di attività, ma meno necessaria con il rapido progredire della liberalizzazione nei settori vigilati.

Il numero limitato di unità con mansioni esecutive riflette la scelta di non appesantire la struttura con risorse destinate a mansioni ausiliarie, ritenendosi più efficiente l'acquisizione di servizi all'esterno. L'esternalizzazione di

servizi, attuata con procedure trasparenti, ha in particolare riguardato le prestazioni di assistenza informatica, i servizi di elaborazione delle retribuzioni e dei contributi, quelli di trasporto, di pulizia e di custodia dei locali.

In considerazione delle esigenze a carattere specialistico, della rapida trasformazione dei settori regolati e della concomitante crescita delle funzioni di carattere tecnico che le vengono assegnate, l'Autorità si è valsa della facoltà offerta dalla legge istitutiva di dotarsi di esperti esterni. Ha anche provveduto a ricorrere all'apporto di collaboratori su specifici temi, istituendo commissioni e gruppi di studio per problemi di particolare complessità.

Come previsto dalla legge istitutiva, le retribuzioni contrattuali sono equiparate a quelle dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Tav. 8.2). 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), erano nell'aprile del 2000, pari a 197 milioni di lire lordi per i dirigenti, a 101 milioni per i funzionari, a 65 milioni per gli impiegati e a 46 milioni per il personale esecutivo.

TAV. 8.2 RETRIBUZIONI CONTRATTUALI LORDE PER CARRIERA E GRADO^(A)

Anno 1999, milioni di lire

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	215,9	Funzionario di I	107,5	Impiegato	76,5	Commesso capo	58,2
Direttore	172,8	Funzionario di II	84,4	Coadiutore	64,9	Commesso	43,6
Direttore aggiunto	151,9	Funzionario di III	76,5	Aggiunto	49,6		

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale

INFRASTRUTTURE

Biblioteca

Nel 1999 è stata completata l'organizzazione del Centro di documentazione dell'Autorità con la catalogazione e l'indicizzazione delle risorse bibliografiche.

La dotazione bibliografica è stata arricchita con l'acquisizione di banche dati di natura giuridica, statistica, economica e di informazione bibliografica, consultabili tramite la rete informatica interna o le connessioni *internet*.

Il catalogo della Biblioteca dell'Autorità, che attualmente consta di circa 1.700 titoli comprensivi di monografie, periodici e letteratura non tipizzata, è consultabile dagli utenti interni con strumenti di navigazione (di tipo *browser*).

Difficoltà di ordine logistico e l'esiguità di risorse umane dedicate non permettono, al momento attuale, l'apertura al pubblico della Biblioteca che tuttavia costituisce un obiettivo di lungo periodo.

Le risorse informatiche

Nel corso del 1999 è proseguito il rafforzamento delle dotazioni informatiche dell'Autorità. Ne caratterizzano l'assetto profili di innovazione, flessibilità e sicurezza, in relazione alla rapida evoluzione dei contesti operativi e alle crescenti interconnessioni con l'ambiente esterno.

È stato completato l'adeguamento delle infrastrutture di rete della sede di Milano con nuove dorsali di edificio in fibra ottica e il potenziamento delle reti di piano.

Con l'acquisizione di alcuni portatili, al 31 dicembre erano collegati alla rete locale della sede di Milano e dell'ufficio di Roma 120 *personal computer*; la dotazione comprende anche alcune stampanti di rete. Due postazioni di lavoro sono riservate alla interrogazione delle banche dati d'interesse e al collegamento con i servizi *internet*. Il supporto operativo al personale (servizio *help desk*, fornito in *outsourcing*) è stato potenziato rafforzando l'assistenza sistemistica attraverso l'inserimento di una nuova figura professionale specialistica.

Il processo di informatizzazione è altresì continuato con l'avvio di progetti tematici di rilevanza e di interesse comune all'intera struttura. Tra questi si segnalano:

- la distribuzione dei servizi *internet* sulle reti locali di Milano e di Roma in condizioni di adeguata sicurezza e con soluzioni di tipo *extranet* che affian-

cherà l'attuale collegamento dedicato tra le due reti locali;

- l'attivazione del servizio di video conferenza e di condivisione dei dati;
- l'avvio di soluzioni sperimentali in vista della creazione di una rete *intranet* finalizzata al recupero delle informazioni istituzionali, alla distribuzione di banche dati interne ed esterne e alla diffusione dei servizi generali di documentazione;
- il completamento di un progetto pilota, propedeutico alla costituzione di un sistema integrato di gestione delle basi dati dell'Autorità concernente i dati tecnici ed economici relativi alla distribuzione di elettricità.

Attenzione è stata dedicata alla formazione informatica del personale. Le iniziative di formazione, hanno riguardato l'addestramento agli strumenti di produttività individuale installati sui *personal computer*. L'attività si è sviluppata in circa 130 sessioni di docenza, suddivise in 9 linee tematiche, impartite a 50 dipendenti, per un totale di oltre 400 giornate/uomo. Nel contesto del progetto relativo al sistema integrato delle basi dati dell'Autorità sono state inoltre tenute sessioni formative sui *data base* relazionali.

GESTIONE FINANZIARIA

La gestione finanziaria, disciplinata dal *Regolamento di contabilità* dell'Autorità, si svolge in base al bilancio annuale di previsione. Il rendiconto dell'esercizio, predisposto in termini di competenza, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.

Il rendiconto per l'esercizio 1999 è stato approvato con delibera del 19 aprile 2000 n. 77. Analogamente ai precedenti esercizi, le entrate accertate (32,3 miliardi) hanno superato le spese impegnate (22,4 miliardi), generando un avanzo di amministrazione di 10,3 miliardi (al netto delle variazioni dovute a residui passivi perenti, pari a 0,4 miliardi; Tav. 8.3).

La riduzione dell'avanzo rispetto al 1998 (14,8 miliardi), riflette una lieve flessione delle entrate (3,7 per cento) in presenza di un ragguardevole incremento delle spese (17,5 per cento), segnatamente di quelle di natura corrente.

In presenza dell'invarianza dell'aliquota di contribuzione a carico dei soggetti esercenti allo 0,6 per mille (la cui misura è stabilita, come è noto, dal Ministro delle finanze con proprio decreto), la flessione delle entrate finanziarie riflette perduranti difficoltà di riscossione del contributo.

La quota preponderante delle uscite è costituita dalle spese per il personale in organico, che ammontano a quasi 12 miliardi rispetto ai 19 complessivi. In presenza di uno slittamento retributivo conseguente alla dinamica del

contratto di lavoro del personale della Banca d'Italia, il sensibile aumento registrato dal costo del lavoro riflette l'incremento dell'organico, cresciuto nell'anno solare per effetto delle assunzioni effettuate nel secondo semestre del 1998 e nel 1999.

Le indennità spettanti ai Componenti dell'Autorità, equiparate al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte Costituzionale, sono state fissate per l'anno 1999 sulla base del decreto del Presidente della Corte Costituzionale 11 marzo 1999, n. 11.473. Nell'anno in esame le spese per il funzionamento degli organi istituzionali sono ammontate a 2,3 miliardi, in linea con l'anno precedente.

Circa il 12 per cento delle uscite complessive deriva da compensi per la fornitura di servizi commissionati all'esterno. Nel 1999 i relativi esborsi sono stati pari a 2,8 miliardi (contro i 3 miliardi dell'anno precedente), dei quali 1,9 miliardi attribuibili alle prestazioni di servizi, 0,5 a spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni e 0,4 a onorari corrisposti a consulenti esterni. Il ricorso a prestazioni di servizi di terzi è effettuato, nel maggior parte dei casi, in esito a procedure di selezione comparativa per l'affidamento di incarichi con contenuto specialistico, indispensabili a garantire efficacia all'azione di regolazione in presenza di stringenti vincoli alla dotazione di personale.

Le spese in conto capitale, risultate pari a circa 0,25 miliardi, consistono prevalentemente di esborsi per acquisizione di attrezzature informatiche e per acquisto di materiale specialistico per la Biblioteca. Non è in dotazione all'Autorità alcun veicolo.

Anche nell'esercizio in esame si è proceduto all'accantonamento al Fondo compensazione entrate dell'intero avanzo di amministrazione. A tale fondo affluiranno anche gli eventuali avanzi di amministrazione dei futuri esercizi fino a concorrenza di un importo globale di 40 miliardi, ritenuto sufficiente ad assicurare l'operatività della struttura in ipotesi di tardiva o incompleta corresponsione del contributo da parte dei soggetti esercenti.

TAV. 8.2 PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO DELL'ESERCIZIO
Miliardi di lire; anni solari

	1998	1999	VAR. %	COMP. % 1999
ENTRATE	33,6	32,3	-3,7	100,0
Contributo a carico dei soggetti regolati	33,2	31,9	-3,9	98,7
Altre entrate	0,3	0,4	24,2	1,3
SPESE	19,1	22,4	17,5	100,0
<i>Spese correnti:</i>	<i>18,3</i>	<i>22,2</i>	<i>21,0</i>	<i>98,9</i>
Funzionamento degli organi istituzionali	2,2	2,3	6,9	10,4
Personale in servizio	9,1	11,7	28,5	52,3
Comitati, consulenze e prestazioni rese da terzi	3,0	2,8	-6,1	12,4
Canoni di locazione	1,8	2,0	13,6	8,9
Altre spese per acquisto di beni e servizi	2,3	3,3	45,0	14,8
<i>Spese in conto capitale:</i>	<i>0,8</i>	<i>0,3</i>	<i>-67,1</i>	<i>1,1</i>
Variazione dei residui attivi:	0,1	0,0	-	-
Variazione dei residui passivi:	0,4	0,4	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	14,8	10,3	-	-

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): soggetto del mercato elettrico introdotto dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE, art. 2) "*persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o dell'acquisto e della vendita centralizzati dell'energia elettrica*" con caratteristiche e attribuzioni definite negli artt. 15, 16 e 18 della Direttiva stesse. L'art. 15 afferma che è compito di ogni singolo Stato membro designare l'AU e che gli stessi Stati membri dovranno emanare le disposizioni che garantiscano che l'AU sia gestito separatamente dalle attività di generazione e di distribuzione. L'art. 16 indica l'AU come una delle modalità con cui può essere organizzato l'accesso alla rete (vedi *supra*). Se gli Stati membri scelgono questa modalità, l'accesso alle reti di trasmissione e di distribuzione (art. 18, comma 1, punto i) dovrà avvenire ad una tariffa non discriminatoria; tale tariffa non vale per le esportazioni dei produttori indipendenti; i prezzi di accesso alla rete sono lasciati alla libera contrattazione delle parti (art. 18, comma 1, punto iv). Lo stesso articolo dispone che gli Stati membri possono scegliere se imporre all'AU di acquistare energia elettrica oggetto di un contratto tra un cliente idoneo e un produttore indipendente; se essi scelgono di imporre l'obbligo del riacquisto, l'AU dovrà pagare un prezzo pari al prezzo di vendita che egli stesso offre ai propri clienti idonei,

dedotto il prezzo per l'uso della rete (come da tariffe pubblicate). Se invece gli Stati membri non impongono l'obbligo del riacquisto, il prezzo pagato per l'accesso alla rete dei clienti idonei può essere pari alla tariffa pubblicata o essere il frutto di accordi commerciali volontari tra le parti (art. 18, comma 3).

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.

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 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: 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 vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva 98/30/CE sul mercato inter-

no 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"*.

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore per usi tecnologici o per teleriscaldamento.

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 8, *"è la produzione combinata di energia elettrica e di calore alle condizioni definite dall'Autorità, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate"*.

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 UC^c: Componenti della tariffa elettrica finalizzate ad assicurare condizioni di economicità e redditività ai soggetti esercenti, nonché a garantire la gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario (articolo 1, comma 1, legge n. 481/95). La componente UC¹ compensa eventuali:

- squilibri del fondo attraverso il quale avverrà la perequazione dei costi di distribuzione nei diversi ambiti territoriali;
- differenze tra i ricavi ammessi in relazione all'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura dei clienti vincolati e il costo effettivamente sostenuto dal distributore per l'approvvigionamento;
- differenze tra i ricavi ammessi in relazione ai servizi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione e i costi effettivamente sostenuti dal distributore per l'acquisto di tali servizi dal Gestore della rete di trasmissione nazionale o da altri distributori;

nonché per il perseguimento della gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario sugli esborsi per il servizio elettrico da parte dei clienti.

La componente UC² copre gli eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici convenzionali di proprietà delle imprese produttrici-distributrici e il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata, per assicurare gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione.

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 concessione 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 dagli esercenti 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	$2,778 \times 10^{-7}$	$2,388 \times 10^{-4}$	$9,482 \times 10^{-4}$	$3,229 \times 10^{-11}$	$2,388 \times 10^{-11}$
kWh	$3,6 \times 10^6$	1	860	3.412	$1,162 \times 10^{-4}$	$8,6 \times 10^{-5}$
kcal	4 186	$1,163 \times 10^{-3}$	1	3,968	$1,351 \times 10^{-7}$	10^{-7}
Btu	1.055	$2,931 \times 10^{-4}$	0,252	1	$3,405 \times 10^{-8}$	$2,52 \times 10^{-8}$
tec	$30,976 \times 10^6$	$8,604 \times 10^3$	$7,400 \times 10^6$	$29,366 \times 10^6$	1	0,74
tep	$4,186 \times 10^{10}$	$11,625 \times 10^3$	10^7	$39,683 \times 10^7$	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.

DSM (*demand side management*) i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizza-

zione 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: 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.

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: per l'energia elettrica, 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"*. Per il gas 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). In Italia, la distribuzione secondaria è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto e nella distribuzione primaria.

Fornitura: L'insieme delle attività di distribuzione e vendita.

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 ($\cos\varphi$): 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.

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 (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafioruro di zolfo (SF₆).

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 funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile.

Indice energetico (*len*): 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. Il provvedimento richiede che sia verificata la seguente condizione:

$$len = \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} - a \geq 0,51$$

dove E_e rappresenta l'energia elettrica prodotta annualmente, E_t è l'energia termica utile, E_c è l'energia immessa nell'impianto attraverso i combustibili fossili e

$$a = \left(\frac{1}{0,51} - 1 \right) \cdot \left(0,51 - \frac{E_e}{E_c} \right)$$

la condizione $len \geq 0,51$ equivale a

$$\frac{1}{0,51} \cdot \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} \geq 1$$

Tale condizione risulta verificata, tra l'altro, nel caso di produzione elettrica effettuata con efficienza superiore al 51 per cento, un valore facilmente ottenibile attraverso le moderne tecnologie a combustibile fossile. Il coefficiente 0,51 rappresentava l'efficienza limite degli impianti a ciclo combinato al momento

dell'entrata in vigore del provvedimento CIP n. 6/92, ma lo sviluppo delle tecnologie ha portato oggi questa soglia vicino al 60 per cento. Il provvedimento non impone un valore minimo per Et; pertanto la condizione di assimilabilità può essere raggiunta anche da impianti che non producono in cogenerazione.

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 dell'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 tutti i 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 tutti i 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.

Nel caso di applicazione di tariffa bioraria o multioraria (vedi *infra*), corri-

spondono rispettivamente alla tariffa maggiore e a quella minore; nel caso dei corrispettivi per l'energia ceduta dai produttori alla rete dell'Enel, corrispondono rispettivamente al prezzo massimo e al prezzo minimo.

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 sì 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 prez-

zi 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 1 kg

PETROLIO GREGGIO	10.000
G.P.L.	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	9.200
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'esafioruro 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 1 (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO₂ 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 pertan-

to 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.

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 vettoriamiento, 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 ancillari o ausiliari: servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico o del gas connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione (riserva statica, regolazione di frequenza, regolazione della tensione e riavviamento della rete).

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 esauriti 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 elet-

trica 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 UCPTTE 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, pubblicata nella Gazzetta

Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario.

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).

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 (azien-

de di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.

Vettoriamiento: servizio di trasporto dell'energia elettrica o del gas naturale da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna.