ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 2

RELAZIONE

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

(Al 30 aprile 2002)

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

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

Trasmessa alla Presidenza il 4 luglio 2002

TIPOGRAFIA DEL SENATO (200)

PAGINA BIANCA

INDICE

PRESENTAZIONE DEL PRESIDENTE ..... *Pag.* 13

SEZIONE 1 – LO SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE ..... » 45

1. IL CONTESTO INTERNAZIONALE ..... » 47

Quadro economico e congiuntura energetica internazionale ..... » 47

I prezzi dell'energia nel 2001 ..... » 48

Le prospettive per il 2002 ..... » 51

I mercati dell'energia elettrica e del gas nei paesi dell'Unione europea ..... » 52

Struttura dei consumi ..... » 52

Produzione di energia elettrica ..... » 53

Usi finali di elettricità e gas ..... » 55

Dipendenza energetica ..... » 56

Confronto dei prezzi europei ..... » 60

Prezzi dell'energia elettrica ..... » 60

Prezzi del gas naturale ..... » 69

Gli indirizzi di politica energetica e ambientale dell'Unione europea ..... » 75

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti ..... » 76

Politica ambientale in campo energetico e fonti rinnovabili di energia ..... » 81

Verso il mercato unico dell'energia: politiche di liberalizzazione e di integrazione ..... » 91

Liberalizzazione e regolazione negli Stati membri ... » 91

Le modifiche delle direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE ..... » 101

La regolazione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas ..... *Pag.* 104

Il Council of European Energy Regulators ..... » 104

I Forum europei della regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas ..... » 107

L'accesso alle reti europee ..... » 110

Gli scambi transfrontalieri di energia ..... » 113

Rapporti del mercato energetico europeo con i paesi dell'Europa centrale e orientale e del bacino mediterraneo ..... » 115

Il processo di allargamento dell'Unione europea .... » 115

L'area mediterranea ..... » 124

Sviluppo delle infrastrutture e strategie industriali ..... » 128

Strategie di ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese energetiche ..... » 136

2. Il contesto nazionale ..... » 141

Quadro economico ed energetico nazionale ..... » 141

Gli indirizzi di politica energetica del Governo e del Parlamento ..... » 150

Decentramento nei settori dell'energia elettrica e del gas e dei servizi pubblici locali ..... » 153

Iniziative di riforma delle autorità indipendenti ..... » 157

Il contributo dell'Autorità alla Commissione per la razionalizzazione e semplificazione delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore ..... » 157

Le iniziative parlamentari ..... » 162

Tutela dell'ambiente ..... » 163

SEZIONE 2 – CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI ..... » 167

3. Struttura dei mercati e regolazione del settore elettrico ..... » 169

Mercati liberalizzati e mercati in monopolio ..... » 169

Generazione e importazione ..... » 170

Struttura del mercato della produzione nazionale e dell'importazione ..... » 170

Le fonti rinnovabili di energia elettrica ..... *Pag.* 176
Il ruolo della borsa elettrica nel sistema di offerta .. » 180
Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta ..... » 181

Servizio di trasporto e servizio di dispacciamento dell'energia elettrica ..... » 186

Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto dell'energia elettrica ..... » 187
Attività di regolazione economica e tecnica del servizio di dispacciamento ..... » 189

Vendita ai clienti idonei ..... » 191

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei ..... » 191
Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei .... » 197

Distribuzione e vendita al mercato vincolato ..... » 200

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati ..... » 200
Attività di regolazione economica della distribuzione. » 203
Attività di regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato ..... » 204

Gli oneri di sistema ..... » 211

La misura ..... » 217

Separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate ..... » 218

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE ..... » 220

Mercati liberalizzati, mercati in monopolio, transizione . » 220

Approvvigionamento: produzione nazionale e importazioni ..... » 223

Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento ..... » 223

Trasporto e stoccaggio ..... » 227

Struttura del monopolio e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione ..... » 227

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione ..... *Pag.* 233

Distribuzione e vendita nel mercato libero e vincolato .. » 248

Struttura del mercato e regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato » 248

Prezzi e tariffe del gas nella transizione ..... » 256

Componenti della tariffa ed effetti delle variazioni sul sistema ..... » 256

5. *Obblighi di servizio pubblico, qualità e tutela dei consumatori* ..... » 266

Il settore dell'energia elettrica ..... » 266

Indicatori di qualità del servizio elettrico ..... » 267

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica ..... » 277

Il settore del gas ..... » 290

Indicatori di qualità del servizio gas ..... » 290

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura gas ..... » 301

La tutela dei consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas ..... » 307

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni ..... » 307

Attività di regolazione e tutela dei consumatori ..... » 313

L'efficienza energetica negli usi finali, il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili ..... » 321

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 ..... » 321

Le proposte dell'Autorità ..... » 324

SEZIONE 3 – RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ ..... » 331

6. Rapporti istituzionali ..... » 333

Responsabilità, trasparenza e indipendenza ..... » 333

Rapporti con amministrazioni pubbliche ..... » 334

Attività di consultazione, controllo e stato del contenzioso *Pag.* 342

Attività di consultazione ..... » 342
Ispezioni e controlli tecnici ..... » 343
Stato del contenzioso ..... » 347

Comunicazione istituzionale ..... » 349

7. L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE ..... » 353

L'organizzazione degli uffici: aree, servizi, altri uffici .. » 353

Risorse umane e sviluppo del personale ..... » 354

Infrastrutture e servizi ..... » 359
Le risorse informatiche ..... » 359

Risorse e gestione finanziaria ..... » 361

Glossario ..... » 363

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 – Principali caratteristiche dell'economia energetica degli Stati membri dell'Unione europea nel 2000 ..... *Pag.* 58

Tav. 1.2 – Generazione di energia elettrica e usi del gas naturale negli Stati membri dell'Unione europea 1980-2000 ..... » 59

Tav. 1.3 – Prezzo dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche ..... » 61

Tav. 1.4 – Prezzo dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali ..... » 65

Tav. 1.5 – Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei paesi europei. Valori medi ..... » 68

Tav. 1.6 – Prezzo del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche ..... » 70

Tav. 1.7 – Prezzo del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali ..... » 72

Tav. 1.8 – Incidenza fiscale nei settori dell'energia elettrica e del gas e aliquote IVA negli Stati membri ..... » 79

Tav. 1.9 – Distribuzione tra gli Stati membri dell'onere di riduzione delle emissioni di gas serra dell'Unione europea ..... » 85

Tav. 1.10 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 1997 e obiettivi al 2010 della Direttiva per gli Stati membri ..... » 90

Tav. 1.11 – Stima del numero di clienti idonei di maggiori dimensioni che hanno cambiato fornitore .... » 93

Tav. 1.12 – Attuazione della Direttiva 96/92/CE nei paesi membri: energia elettrica ..... » 97

Tav. 1.13 – Attuazione della Direttiva 98/30/CE nei paesi membri: gas ..... » 99

Tav. 1.14 – Confronto tra le economie energetiche dell'Unione europea e dei paesi candidati dell'Europa centrale e orientale ..... » 119

Tav. 1.15 – Caratteristiche degli organi di regolazione nei paesi dell'Europa centrale e orientale ..... » 121

Tav. 1.16 – Caratteristiche della liberalizzazione del settore elettrico nei paesi dell'Europa centrale e orientale ..... » 123

Tav. 1.17 – Fabbisogno di energia nei paesi delle sponde Nord e Sud del Mediterraneo 1980-2000..... » 127

Tav. 1.18 – Stato di avanzamento dei progetti TEN di comune interesse a fine 2001 ..... *Pag.* 133
Tav. 1.19 – Capacità di riserva e di importazione rispetto alla capacità totale installata negli Stati membri dell'Unione europea nel 2000 ..... » 135
Tav. 2.1 – Bilancio dell'energia 2000-2001 (Mtep) ..... » 145
Tav. 2.2 – Bilancio di copertura dei fabbisogni di energia elettrica (TWh) ..... » 146
Tav. 2.3 – Bilancio del gas naturale nel 2001 ..... » 147
Tav. 2.4 – Bilancio dell'energia elettrica nel 2001 (TWh) » 148
Tav. 2.5 – Struttura delle vendite dei principali grossisti sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas nel 2001 ..... » 149
Tav. 3.1 – Produzione di energia elettrica nell'ambito di convenzioni CIP n. 6/92 e costo di ritiro da parte del Grtn nel 2001 ..... » 170
Tav. 3.2 – Capacità di trasporto con l'estero per l'anno 2002 ..... » 175
Tav. 3.3 – Offerta di certificati verdi del Gestore della rete » 178
Tav. 3.4 – Offerta di certificati verdi da privati ..... » 178
Tav. 3.5 – Domanda di certificati verdi ..... » 179
Tav. 3.6 – Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per gli anni 2001e 2002 ..... » 184
Tav. 3.7 – Dinamica dei clienti idonei consumatori finali tra ottobre 1999 e aprile 2002 ..... » 193
Tav. 3.8 – Dinamica del riconoscimento di idoneità a clienti finali tra ottobre 1999 e aprile 2002 .. » 196
Tav. 3.9 – Prezzi di cessione dell'energia elettrica anno 2001 ..... » 199
Tav. 3.10 – Cessioni di porzioni di rete di distribuzione da parte di Enel Distribuzione all'aprile 2002 ... » 200
Tav. 3.11 – Imprese che hanno avviato la procedura di arbitraggio per la determinazione della consistenza dei beni, il loro valore e le unità di personale da trasferire all'aprile 2002 ..... » 201
Tav. 3.12 – Imprese che hanno ceduto completamente l'attività di distribuzione a Enel Distribuzione all'aprile 2002 ..... » 202
Tav. 3.13 – Imprese che hanno ceduto parte dell'attività di distribuzione a Enel Distribuzione all'aprile 2002 ..... » 202
Tav. 3.14 – Variazioni bimestrali delle componenti tariffarie dell'energia elettrica ..... » 209
Tav. 3.15 – Componenti tariffarie A e UC ..... » 210
Tav. 4.1 – Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia » 228
Tav. 4.2 – Tariffe di trasporto e dispacciamento..... » 240

Tav. 4.3 – Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Rete Gas Italia ..... *Pag.* 241

Tav. 4.4 – Corrispettivi unitari di stoccaggio facenti parte della tariffa ..... » 243

Tav. 4.5 – Elenco degli errori rilevati nella verifica delle tariffe applicate nel primo semestre e delle opzioni base ..... » 250

Tav. 4.6 – Variazioni tariffarie bimestrali ..... » 251

Tav. 4.7 – Indici mensili dei prezzi del gas per usi domestici ..... » 257

Tav. 4.8 – Imposte sul gas ..... » 260

Tav. 4.9 – Spesa del consumatore tipo che utilizza il gas per riscaldamento individuale ..... » 263

Tav. 4.10 – Prezzo del gas per riscaldamento individuale . » 265

Tav. 5.1 – Confronto tra gli standard definiti dalle principali imprese distributrici di energia elettrica nelle carte dei servizi e standard specifici di qualità definiti dall'Autorità per gli utenti alimentati in bassa tensione ..... » 269

Tav. 5.2 – Indennizzi automatici previsti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale definiti dall'Autorità, per cause imputabili all'esercente ..... » 269

Tav. 5.3 – Riepilogo standard specifici per clienti alimentati in bassa tensione: gruppo Enel (Enel + Deval), II semestre 2000 ..... » 270

Tav. 5.4 – Riepilogo standard specifici per clienti alimentati in bassa tensione: aziende elettriche locali con più di 5.000 clienti finali, II semestre 2000 » 271

Tav. 5.5 – Riepilogo standard specifici per clienti alimentati in media tensione: gruppo Enel (Enel + Deval), II semestre 2000 ..... » 272

Tav. 5.6 – Riepilogo standard specifici per clienti alimentati in media tensione: aziende elettriche locali con più di 5.000 clienti finali, II semestre 2000 » 272

Tav. 5.7 – Riepilogo standard generali per clienti alimentati in bassa tensione: gruppo Enel (Enel + Deval), II semestre 2000 ..... » 273

Tav. 5.8 – Riepilogo standard generali per clienti alimentati in media tensione: gruppo Enel (Enel + Deval), II semestre 2000 ..... » 274

Tav. 5.9 – Riepilogo standard specifici ulteriori per clienti alimentati in bassa tensione, II semestre 2000. » 274

Tav. 5.10 – Riepilogo standard specifici ulteriori per clienti alimentati in media tensione, II semestre 2000 » 275

Tav. 5.11 – Rimborsi per mancato rispetto di standard specifici di qualità commerciale. Riepilogo generale, II semestre 2000 ..... *Pag.* 275

Tav. 5.12 – Rimborsi per mancato rispetto di standard specifici di qualità commerciale. Riepilogo generale per prestazione, II semestre 2000 ..... » 276

Tav. 5.13 – Interruzioni senza preavviso lunghe. Riepilogo gruppo Enel ..... » 284

Tav. 5.14 – Interruzioni senza preavviso lunghe. Riepilogo aziende elettriche locali con più di 100.000 clienti finali ..... » 285

Tav. 5.15 – Interruzioni con preavviso lunghe. Riepilogo gruppo Enel ..... » 286

Tav. 5.16 – Interruzioni con preavviso lunghe. Riepilogo aziende elettriche locali con più di 100.000 clienti finali ..... » 287

Tav. 5.17 – Grado di adozione della carta dei servizi .... » 291

Tav. 5.18 – Riepilogo relativo a standard specifici: grandi esercenti ..... » 292

Tav. 5.19 – Riepilogo relativo a standard specifici: medi esercenti ..... » 293

Tav. 5.20 – Riepilogo relativo a standard specifici: piccoli esercenti ..... » 294

Tav. 5.21 – Indennizzi ai clienti ..... » 295

Tav. 5.22 – Evoluzione del numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo ... » 296

Tav. 5.23 – Pronto intervento: grandi esercenti ..... » 297

Tav. 5.24 – Rete interrata ispezionata: bassa pressione .... » 298

Tav. 5.25 – Rete interrata ispezionata: media pressione ... » 299

Tav. 5.26 – Odorizzazione del gas: grandi esercenti ..... » 300

Tav. 5.27 – Livelli specifici di qualità commerciale ..... » 301

Tav. 5.28 – Livelli generali di qualità commerciale ..... » 302

Tav. 5.29 – Obblighi di servizio per indicatore di sicurezza » 304

Tav. 5.30 – Livelli base e livelli di riferimento relativi a indicatori di sicurezza ..... » 305

Tav. 5.31 – Livelli base e livelli di riferimento relativi a indicatori di continuità ..... » 305

Tav. 5.32 – Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevute dall'Autorità ..... » 308

Tav. 5.33 – Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazione ricevuti dall'Autorità ..... » 309

Tav. 5.34 – Obiettivi quantitativi nazionali ..... » 322

Tav. 6.1 – Sintesi dell'attività di consultazione ..... » 342

Tav. 6.2 – Sintesi dei controlli tecnici eseguiti ..... » 345

Tav. 6.3 – Esiti dei controlli tecnici eseguiti ..... » 346

Tav. 6.4 – Ricorsi avverso le decisioni dell'Autorità ..... *Pag.* 347
Tav. 6.5 – Riepilogo del contenzioso per anno ..... » 348
Tav. 6.6 – Stato del contenzioso al 30 aprile 2002 ..... » 348
Tav. 7.1 – Pianta organica ..... » 355
Tav. 7.2 – Composizione del personale al 30 aprile 2002 per tipo di contratto ..... » 356
Tav. 7.3 – Composizione del personale al 30 aprile 2002 per carriera e qualifica ..... » 356
Tav. 7.4 – Retribuzioni contrattuali lorde per carriera e grado ..... » 357
Tav. 7.5 – Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto dell'esercizio ..... » 362
Tav. A – Fattori di conversione di unita di misura dell'energia ..... » 369
Tav. B – Potere calorifico inferiore convenzionale del greggio e dei principali prodotti petroliferi .... » 379

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 – Consumi energetici dell'Unione europea in relazione alle emissioni inquinanti di NO_x e SO_2 .. *Pag.* 83
Fig. 1.2 – Indice dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti dell'Unione europea ..... » 83
Fig. 1.3 – Indice dei consumi energetici e delle emissioni di CO_2 nell'Europa dei 15 ..... » 86
Fig. 1.4 – Indice dei consumi energetici per fonte nell'Europa dei 15 ..... » 86
Fig. 3.1 – Quote di mercato nella produzione netta di energia elettrica ..... » 173
Fig. 3.2 – Quote di mercato nella potenza installata in Italia nel 2001 ..... » 173
Fig. 4.1 – Andamento della produzione e delle importazioni di gas naturale in Italia dal 1990 al 2010..... » 224
Fig. 4.2 – Struttura dei contratti pluriennali attivi nel 2002, secondo la durata intera..... » 225
Fig. 4.3 – Struttura dei contratti pluriennali attivi nel 2002, secondo la durata residua ..... » 226
Fig. 4.4 – Tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte..... » 252
Fig. 4.5 – Componenti della tariffa media nazionale del gas al netto delle imposte ..... » 258

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

Presentazione del Presidente dell'Autorità

Roma, 4 Luglio 2002

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria

PAGINA BIANCA

Signori Presidenti della Camera e del Senato

Ministri, Autorità, Signore, Signori,

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

Il contesto entro il quale si colloca la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas è oggi molto diverso da un anno fa. Occorre valutare gli elementi del cambiamento e trarre le debite conseguenze al fine di mantenere e accrescere l'efficacia dell'azione pubblica.

Due eventi, in diverso modo drammatici, hanno segnato l'ultimo anno. Gli atti terroristici di gravità senza precedenti e le loro conseguenze politiche e militari impongono di dedicare assai maggiore attenzione alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Il tracollo finanziario di una grande impresa dedita al commercio dell'energia su scala mondiale e le gravi difficoltà di altre imprese simili hanno generato un'ondata di insicurezza che incide sullo sviluppo delle contrattazioni nei mercati dei prodotti energetici e in quelli finanziari dei loro derivati.

Il tema della sicurezza degli approvvigionamenti e quello della credibilità e trasparenza delle transazioni economiche pongono oggi una sfida nel cammino intrapreso dall'Unione europea e dall'Italia verso un mercato unico e liberalizzato dei servizi energetici: le istituzioni e le norme che governano la liberalizzazione devono garantire una risposta soddisfacente agli inquietanti interrogativi emersi.

In caso contrario l'intero processo di trasformazione apparirà meno credibile e le sue difficoltà di attuazione aumenteranno. La crisi californiana, oggi meglio conosciuta per l'emergere di nuove evidenze sui meccanismi speculativi che sono stati lasciati operare, ammonisce circa la necessità di regole chiare e coerenti e di istituzioni autorevoli, con compiti ben definiti, tra loro concordi, non influenzate dagli interessi privati, non alla ricerca di consensi facili e immediati.

Accelerare la liberalizzazione del mercato

Il tempo per l'azione è limitato. La recessione, che ha caratterizzato nel 2001 e nella prima parte del 2002 l'economia mondiale ha determinato, tra l'altro, un minore incremento dei consumi energetici. Ne risulta in Italia allentata la pressione sulla predisposizione di nuova capacità di generazione di energia elettrica e di importazione sia di elettricità sia di gas. Ma gli scenari di pericolosa riduzione del margine di sicurezza richiedono adeguate risposte.

Il processo di liberalizzazione europea ha subito un ritardo con il Consiglio europeo di Stoccolma dell'aprile 2001, quando la discussione delle proposte della Commissione è stata rinviata. E' sembrato che prevalesse l'orientamento ad allungare i tempi dell'apertura dei mercati nazionali e della loro integrazione nel mercato interno.

Un segnale di rinnovata fiducia dei governi nel processo di liberalizzazione è giunto il 16 marzo 2002 con le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona. È stata affermata la volontà di adottare strumenti normativi, tra cui una nuova Direttiva che introduca una data certa e vicina per l'estensione a tutti i clienti della libertà di scelta del fornitore, renda obbligatorio l'accesso regolato e non negoziato

alle reti, generalizzi l'istituzione in ogni Stato membro di una funzione di regolazione indipendente.

Il 7 giugno la Commissione europea ha presentato una proposta di nuova Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale e una proposta di regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Le proposte accolgono emendamenti approvati dal Parlamento europeo e tengono conto del parere espresso dal Comitato economico e sociale. Il processo di codecisione sta dunque operando e la prospettiva che esso giunga a termine in tempi brevi con decisioni incisive si è fatta concreta.

Nell'anno in corso è stato compiuto un significativo passo in avanti: come risultato di un lungo lavoro condotto dalla Commissione europea, dai governi e dalle autorità di regolazione nazionali e dall'associazione delle imprese che gestiscono le reti di trasporto dell'elettricità, è stato raggiunto un accordo per l'eliminazione delle tariffe sul transito dell'energia elettrica su reti diverse da quelle del paese di origine e di quello di destinazione. Oggi in ciascuno Stato membro il sistema tariffario nazionale per il trasporto si applica alle forniture nazionali e a quelle internazionali senza discriminazioni e l'attraversamento di più frontiere non comporta oneri aggiuntivi. L'accordo è da migliorare per l'anno 2003. Restano da risolvere altri problemi affinché gli scambi di energia siano effettivamente liberi nell'intero territorio dell'Unione e con i paesi confinanti.

Affinché sia mantenuta e rafforzata la fiducia delle imprese e i risultati della liberalizzazione siano resi evidenti ai consumatori è necessario che ciascun governo nazionale adotti le misure necessarie per rimuovere le difficoltà e i ritardi che si manifestano nel rispettivo paese. Esse riguardano l'accesso alle reti a condizioni eque e non discriminatorie, la possibilità per un'impresa di entrare nel mercato, la disponibilità di informazioni per tutti e senza privilegi per l'operatore dominante, la trasparenza dei prezzi e delle condizioni di forni-

tura per i clienti finali. Queste condizioni sono tutt'altro che acquisite, anche se si verificano progressi verso la loro realizzazione. In presenza di ostacoli la tendenza positiva può facilmente rovesciarsi e tramutarsi in sfiducia e rifiuto di investire.

Accelerare la liberalizzazione è particolarmente necessario in un mercato come quello italiano, caratterizzato da prezzi elevati dell'elettricità e del gas e quindi attraente per i nuovi investitori a condizione che essi si sentano sicuri di poter operare senza subire discriminazioni. Se gli operatori trovano nelle norme e nelle istituzioni motivi per ritenere che il processo di liberalizzazione continuerà secondo le tappe previste e con velocità sostenuta, essi investiranno in operazioni costose, che sono redditizie nel lungo termine; le loro decisioni concorreranno a rendere la liberalizzazione più credibile per altri operatori, determinando un circolo virtuoso di aspettative e realizzazioni e offrendo un servizio migliore a condizioni più convenienti.

I risultati raggiunti configurano un inizio incoraggiante, ma ancora carico di incertezze. Il percorso deve essere costantemente controllato e rivisto alla luce dell'esperienza che man mano si acquisisce.

Un contributo in questa direzione è dato dai lavori della X Commissione Attività produttive della Camera dei deputati: la relazione che ne è il risultato costituisce una base di grande importanza per orientare l'azione. Le misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e l'annunciato disegno di legge del Governo per il riordino del sistema energetico confermano un impegno nella direzione degli obiettivi condivisi.

Questa Autorità ritiene importanti quattro temi, attorno ai quali si svolge la presente Relazione: la promozione di un'offerta concorrenziale; le garanzie di pubblico servizio per i cittadini; le condizioni perché le reti siano accessibili senza discriminazioni e vengano sviluppate secondo le necessità; la chiarezza e la stabilità del quadro istituzionale.

Promuovere un'offerta concorrenziale

Il processo di liberalizzazione è stato avviato in Europa prestando attenzione al lato della domanda: la liberalizzazione viene misurata con il grado di apertura, definito come la percentuale del consumo totale rappresentata dal consumo dei clienti liberi di scegliere il fornitore. Il lato dell'offerta è stato finora trascurato, sulla base della convinzione che a eliminare il potere di mercato delle grandi imprese possa bastare il passaggio da quindici mercati nazionali a un solo e più grande mercato europeo.

Non è così. L'evoluzione verso un mercato europeo concorrenziale incontra due ostacoli.

Un primo ostacolo è costituito dall'impetuoso processo di concentrazione industriale, che sta facendo sorgere imprese capaci di esercitare un dominio su rilevanti porzioni del mercato europeo, grazie anche alla loro integrazione verticale solo scalfita dalle separazioni imposte. Si configura ormai un oligopolio europeo dell'elettricità, costituito da cinque principali imprese; tra esse l'Enel, meno presente delle altre fuori dal territorio nazionale. In varia misura, massima nel caso francese, queste imprese sono protette contro le scalate e godono di significativa tutela entro il rispettivo sistema nazionale. La situazione non è dissimile nel caso del gas naturale, dove l'Eni si presenta con una forte proiezione internazionale. La convergenza tra i due settori può ancora provocare riassestamenti di rilievo e anche accentuare l'impronta oligopolistica.

L'altro ostacolo è costituito dal sussistere di barriere fisiche, normative e commerciali alla libera circolazione sulle reti europee. È ancora necessario fare riferimento, in molti casi, ai mercati nazionali e regionali piuttosto che al mercato unico comunitario o continenta-

le. L'eliminazione di tali barriere richiede spesso la collaborazione di quegli stessi soggetti che dalle barriere traggono un rafforzamento del loro potere di mercato.

La Direzione generale per la concorrenza della Commissione europea, è intervenuta in merito ad acquisizioni di imprese da parte di Electricité de France in Germania e indirettamente in Spagna imponendo soluzioni atte a facilitare la concorrenza su alcuni segmenti del mercato europeo. Azioni di tal genere potranno essere nuovamente necessarie in occasione di acquisizioni da parte di imprese che godono di rilevante potere di mercato, o che sono depositarie di un potere monopolistico nel mercato di origine.

In Italia il mercato del gas è saldamente nelle mani di un unico operatore e lo sviluppo di imprese concorrenti appare lento e difficile. Nel mercato elettrico il graduale ridimensionamento dell'operatore dominante, imposto dalla legge, non impedisce che questo possa esercitare, allo stato attuale, un'influenza decisiva sulla formazione dei prezzi nel mercato liberalizzato.

Si aggiunge il problema costituito dalla presenza, come azionista della terza impresa energetica italiana (seconda nel mercato dell'elettricità), dell'impresa appartenente allo Stato francese e dominante in quel mercato. Questa presenza è soggetta a limitazioni nei diritti di voto che hanno evidente carattere transitorio; la loro eliminazione dovrebbe essere conseguenza di un significativo progresso verso la realizzazione di condizioni di simmetria e reciprocità sostanziale in Europa. Perché tali condizioni siano verificate si richiede che i mercati vengano aperti in modo effettivo e secondo tempi certi, misurando l'apertura anche sul piano dell'effettiva indipendenza nella gestione delle reti e uguaglianza nelle possibilità di accesso alle reti stesse; si richiede ancora che le imprese vengano poste in condizioni di competizione senza discriminazioni non solo nella vendita dei prodotti e servizi, ma anche nell'acquisizione del capitale.

Il legislatore italiano ha prestato attenzione alla concentrazione dal lato dell'offerta, prevedendo cessioni obbligatorie di impianti di generazione elettrica e tetti alla quota di mercato nel gas. Questa attenzione è giustificata dal fatto che i mercati italiani dell'elettricità e del gas sono segregati, rispetto agli altri mercati dell'Europa: l'elettricità dall'insufficienza delle interconnessioni e il gas dal controllo di una sola impresa su di esse. Per il momento è il mercato nazionale, non quello europeo, che deve essere considerato ai fini della misurazione e del controllo del potere di mercato. L'imposizione di limiti all'impresa dominante non è quindi una penalizzazione ingiustamente imposta alle sole imprese italiane, ma uno strumento reso necessario dalla situazione. È interesse comune dei consumatori e dell'impresa principale, su entrambi i mercati, che si realizzino condizioni di integrazione del mercato italiano nel mercato europeo tali da consentire di fare riferimento a quest'ultimo nel calcolo delle quote di mercato e nelle misure conseguenti: ma su questo versante si procede con lentezza.

Una pluralità di offerenti, attuali e potenziali, tale da non consentire accordi per la fissazione dei prezzi, è condizione essenziale per l'auspicata riduzione del costo dell'energia. Questa condizione non è oggi verificata. Mentre devono essere avviati processi atti a realizzarla, è necessario che nel frattempo siano posti in opera strumenti di regolazione a carattere straordinario e transitorio che costituiscano un'adeguata garanzia preventiva contro il rischio di comportamenti anticoncorrenziali.

L'Autorità considera questo compito come parte integrante del proprio mandato.

L'azione a favore della concorrenza impegna questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ciascuna con la propria funzione e i propri strumenti, in un quadro di sintonia che l'esperienza degli ultimi anni ha ampiamente collaudato.

Intendiamo operare in piena e continua collaborazione con il Ministero delle attività produttive e con il Ministero dell'economia e delle finanze per la realizzazione di un mercato concorrenziale.

L'offerta nel mercato dell'elettricità

Il prezzo alla generazione, o all'ingrosso, dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in Italia è ancora fissato con provvedimento amministrativo dell'Autorità e deve esserlo finché non esista un prezzo rilevato in un mercato organizzato di offerte di vendita e di acquisto. Negli ultimi dodici mesi esso ha oscillato, in relazione all'andamento dei prezzi internazionali dei combustibili, attorno a un livello che resta considerevolmente più elevato rispetto ai prezzi medi rilevati nelle borse dell'elettricità esistenti in Europa.

Il prezzo amministrato alla generazione funge da livello di riferimento per le contrattazioni sul mercato libero, che sono oggi formate da contratti bilaterali.

Un contributo al contenimento del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, specie per le industrie grandi consumatrici la cui competitività risente maggiormente del costo dell'input energetico, viene dalle importazioni. Molti grandi consumatori italiani di elettricità hanno potuto approvvigionarsi all'estero per una parte del loro fabbisogno, utilizzando l'assegnazione delle capacità di transito sulle interconnessioni disposta dall'Autorità con una ripartizione proporzionale agli importi domandati. L'innalzamento della soglia minima rispetto al 2001 ha consentito di evitare una assegnazione di capacità troppo limitate per essere utilizzate razionalmente.

Per la prima volta la capacità di interconnessione sulla frontiera francese è stata assegnata con un'unica procedura comune ai due paesi, concordata tra le due autorità di regolazione e realizzata dal gestore della rete italiana con la collaborazione di quello francese. L'assegnazione è stata effettuata con procedura aperta, accogliendo tutte le domande presentate, in misura proporzionale, purché superiori alla soglia dimensionale prefissata.

Nel 2003 potranno essere confermati gli obiettivi raggiunti nel 2002, con significativi progressi per la prevenzione di possibili comportamenti collusivi. L'area delle assegnazioni aperte e concordate dovrebbe estendersi. L'entrata in attività del mercato delle offerte fornirà una sede utile affinché le assegnazioni annuali, operate in quantità quasi uniformi per tutte le ore dell'anno, possano essere continuamente aggiustate alle variazioni del prelievo effettivo e possano essere trattate partite occasionali. Il sistema ne guadagnerà in flessibilità ed efficienza.

Un altro contributo al contenimento del costo energetico per i grandi consumatori è venuto dall'assegnazione dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, agevolata ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale prezzi n. 6 del 1992. Essa è stata effettuata tramite procedure d'asta disposte dall'Autorità in attuazione di decreti del Ministro delle attività produttive. Le differenze di prezzo si sono scaricate sui già elevati oneri generali di sistema gravanti sulla generalità dell'utenza: i soli incentivi per le fonti rinnovabili e assimilate gravano per circa un centesimo di euro su ogni chilowattora consumato.

La disponibilità di alcune grandi imprese a sottoscrivere contratti con clausola di interrompibilità è stata compensata con un'ulteriore riduzione del costo dell'elettricità sotto forma di quote riservate di capacità per l'importazione e di aste riservate per l'assegnazione dell'energia elettrica agevolata.

Restano l'urgenza e l'esigenza di imprimere una più netta tendenza discendente al livello generale dei prezzi dell'elettricità e non solo a segmenti specifici della domanda.

L'avvicinamento dei prezzi italiani per il cliente finale a quelli, mediamente inferiori, che prevalgono nel resto d'Europa richiede un rinnovo del parco di generazione orientato all'aumento dell'efficienza e un maggior impiego di fonti primarie meno costose. L'efficienza energetica media del sistema di generazione è ancora ferma al livello di cinque anni fa. Giova allo scopo lo snellimento delle procedure autorizzative per la costruzione di nuove centrali e per l'ammodernamento di quelle esistenti, disposto dal Governo con una recente legge. È anche opportuno che vengano posti a disposizione degli investitori, mediante procedure d'asta, i siti dismessi dall'operatore dominante.

Perché si producano i risultati attesi è necessaria la pressione di un contesto concorrenziale. Il progresso verso un tale contesto deve essere realizzato nei prossimi mesi, in concomitanza con due significativi cambiamenti che si prospettano: l'ampliamento del mercato libero e l'avvio del mercato borsistico dell'elettricità.

Nel 2003 il mercato libero crescerà dall'attuale dimensione di circa un terzo del mercato totale a una dimensione potenzialmente estesa ai due terzi: è indispensabile che esso acquisti in trasparenza e flessibilità e allenti il suo ancoraggio a un prezzo amministrato.

Il mercato organizzato delle offerte, o borsa dell'elettricità, sarà avviato nei prossimi mesi. La società Gestore del mercato elettrico comunica che la strumentazione informatica è disponibile e in fase di collaudo. La disciplina del mercato è pubblicata, le connesse istruzioni sono in via di definizione: i due documenti riflettono approfondite consultazioni tra le istituzioni e gli operatori interessati, nel corso delle quali l'Autorità ha fornito dettagliate osservazioni e proposte. Contemporaneamente diventerà operativo l'Acquirente

unico, con il compito di acquistare sul mercato all'ingrosso l'energia destinata al mercato vincolato.

Con l'avvio della borsa elettrica si avrà un sistema di prezzi giornalieri e orari dell'energia elettrica determinati in modo chiaro. La visibilità dei prezzi e la libertà di accesso alle contrattazioni segneranno un progresso significativo per lo sviluppo di scambi liberamente intrapresi e per la diffusione di modelli razionali di consumo. Sarà possibile per gli operatori anche disporre di un luogo ove negoziare prodotti diversi dall'energia elettrica come i certificati verdi e i titoli di efficienza energetica.

Accanto alle transazioni di borsa sono previsti i contratti bilaterali di energia a garantire la libertà di scelta dell'operatore riguardo alla forma contrattuale più idonea, anche in relazione alla durata della fornitura sarà assicurata la loro trasparenza.

Le condizioni strutturali per uno sviluppo della concorrenza non sono ancora presenti. Anche dopo il completamento delle cessioni previste dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'Enel continuerà a detenere una posizione dominante nell'offerta, con circa il 55 per cento della capacità produttiva installata in Italia e circa il 50 per cento della produzione, al netto dell'autoproduzione. La quota detenuta dal gruppo Enel sull'offerta effettivamente disponibile sul mercato, comprensiva dell'energia prodotta e di quella acquistata in importazione e nelle aste dell'energia agevolata, si colloca, nel 2001, al 59 per cento. Tali quote non potranno scendere, anzi potranno anche temporaneamente salire fino a che non verrà completato il programma di riconversione della capacità termoelettrica delle tre società di generazione cedute o in via di cessione, programma previsto concludersi entro il 2008 dal piano industriale approvato con il decreto del presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999.

La concentrazione dell'offerta può risultare ancora più rilevante per la formazione dei prezzi nelle ore e nei giorni di domanda elevata,

quando la capacità produttiva disponibile nel sistema è per gran parte impegnata e non vi è la possibilità che prezzi elevati attraggano ulteriore offerta nel mercato. Rivestono ruolo determinante per la formazione dei prezzi gli impianti di modulazione e di punta (detti anche impianti "mid merit"); oggi essi sono quasi esclusivamente di proprietà del gruppo Enel.

L'offerta risulta ancora più concentrata in alcune zone geografiche delimitate dai vincoli di trasporto sulla rete. L'articolazione territoriale si renderà evidente con l'applicazione del dispacciamento di merito economico.

È quindi necessario prevedere una significativa e ulteriore riduzione del potere di mercato dell'Enel che consenta di imprimere carattere di sufficiente concorrenzialità alle contrattazioni sul mercato libero, sia attraverso contratti bilaterali sia attraverso l'operatività della borsa. Tale riduzione del potere di mercato può essere realizzata attraverso ulteriori cessioni di impianti, che dovrebbero riguardare prevalentemente gli impianti di modulazione e di punta.

Al fine di preservare all'Enel una dimensione sufficiente per affrontare la competizione nel futuro mercato unico europeo, sono immaginabili misure che, pur essendo efficaci per limitare nell'immediato il potere di mercato, non comportino cessioni di impianti in via definitiva. Gli strumenti utilizzabili sono allo studio, secondo le rispettive competenze, dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive. Potrebbero essere utilizzate temporanee cessioni di impianti con contratti di affitto, oppure cessioni in asta di quote di produzione annua di energia da commercializzare secondo la formula dei "generatori virtuali" già sperimentata in vari paesi.

Mentre all'impresa maggiore viene imposto il dimagrimento necessario per l'operare della concorrenza, deve essere individuato il limite da porre alla crescita degli altri operatori. L'insegnamento che proviene dalle esperienze dei mercati liberalizzati dell'elettricità è

che sia opportuno evitare che un'impresa superi la dimensione del 20 per cento del mercato, anche perché non diventi troppo facile e attraente il formarsi di accordi tali da costituire una "posizione dominante collettiva". Questa misura dovrebbe essere utilizzata come riferimento per la tutela della concorrenza a livello di mercato elettrico europeo, e analogamente a livello nazionale.

Anche nella prospettiva di ulteriori cessioni di impianti di modulazione e di picco e cessioni temporanee di capacità produttiva a carico dell'operatore dominante, sussiste una concreta possibilità che per un periodo non breve i prezzi di borsa siano significativamente influenzati dalle decisioni di un solo operatore. La salvaguardia costituita dai poteri di intervento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato nei casi di restrizioni della concorrenza non può costituire l'unica difesa. È necessaria anche la predisposizione di strumenti di garanzia a carattere preventivo, capaci di porre un limite al rischio che incombe sugli operatori che si affacciano alle contrattazioni di borsa, e conseguentemente sui clienti finali in generale, a causa dell'esistenza di una posizione dominante. Questa Autorità sta disponendo misure idonee, da adottare dopo consultazione con il Ministero delle attività produttive e con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

L'offerta nel mercato del gas naturale

A partire dall'1 gennaio 2003 le imprese di vendita del gas naturale, ormai separate dalle imprese di distribuzione, potranno farsi concorrenza sull'intero spettro della clientela di ogni dimensione. L'Autorità intende provvedere affinché la protezione tariffaria dei clienti di minore dimensione non venga meno, ma assuma forme di

salvaguardia rispettose della liberalizzazione ed efficaci nel garantire che essa porti benefici anche ai consumatori meno dotati di capacità contrattuale.

Non vi può essere liberalizzazione effettiva senza lo sviluppo di offerte in concorrenza nel mercato all'ingrosso, e quindi nel mercato delle importazioni. All'ingresso di nuovi operatori, italiani ed esteri, può costituire ostacolo la saturazione dei gasdotti d'importazione esistenti. L'Autorità vigila affinché non si verifichino rifiuti d'accesso che non siano giustificati dall'esigenza di rispettare i contratti di lungo termine stipulati prima del 1998 e quindi esplicitamente protetti dalla Direttiva europea 98/30/CE. Laddove la capacità dei gasdotti è insufficiente e i potenziamenti necessari non siano realizzati dalla società che gestisce la rete, il soggetto richiedente può intervenire a finanziare l'opera ai sensi della medesima Direttiva.

La capacità di un gasdotto può essere saturata dai contratti in capo al principale operatore. Il concorrente, avendo accesso alla rete, può subentrare nella fornitura ad alcuni clienti, senza alterare la complessiva quantità di gas importato. Se l'operatore principale si trova a dover onorare contratti d'importazione a lungo termine accompagnati dalla clausola "take-or-pay" che rende particolarmente onerosa la perdita di mercato, esso può reagire espandendo le proprie vendite all'estero. È necessario allo scopo che venga rimossa dai contratti, ove presente, la clausola che vincola la fornitura a un particolare paese. La questione, segnalata da questa Autorità, è all'esame della Commissione europea. Costituirebbe un positivo contributo all'avanzamento della liberalizzazione un'iniziativa delle imprese europee per ottenere dai fornitori l'eliminazione di detta clausola, senza aspettare provvedimenti delle istituzioni.

Le imprese dei principali paesi fornitori, Russia e Algeria, esercitano sui mercati europei un potere quasi monopolistico. Le maggiori

imprese importatrici, e tra esse in prima linea l'Eni, hanno contrattato le condizioni di approvvigionamento, difendendo il proprio bilancio e, in qualche misura, anche l'interesse dei consumatori. L'affacciarsi di altri operatori nella contrattazione è talvolta temuto come capace di indebolire il fronte della domanda a vantaggio dell'offerta. Ma il rischio non sussiste se l'integrazione del mercato europeo introduce concorrenza tra gli stessi fornitori primari e se nuovi gasdotti e nuovi terminali di gas naturale liquefatto introducono nuova offerta sul mercato.

Garantire il servizio pubblico nel mercato liberalizzato

La liberalizzazione del mercato e l'abbandono dei tradizionali privilegi concessi all'impresa pubblica incontrano, in più d'un paese, un robusto ostacolo nel timore che ne derivi uno scadimento delle tradizionali garanzie relative alla qualità del servizio e agli obblighi di servizio pubblico imposti agli esercenti.

È possibile governare la liberalizzazione in modo da smentire questo timore. La cura per un costante miglioramento della qualità del servizio e della sua fornitura in condizioni di sicurezza è parte integrante della regolazione di un mercato liberalizzato.

Le imprese, private o pubbliche, sono parimenti responsabili della qualità e sicurezza del servizio di cui è garante, con norme e azione di vigilanza, l'Autorità di regolazione. Alle attività che per ragioni tecnico-economiche restano monopolistiche possono e devono essere imposti vincoli. A tutte le attività si applicano regole finalizzate a raggiungere per imposizione esterna quegli obiettivi che in passato erano assegnati direttamente all'ente o all'impresa pubblica esercente il servizio.

L'Autorità ha introdotto un insieme ampio di norme per la garanzia della qualità del servizio: il compito di maggior impegno è ora la sorveglianza sulla loro applicazione.

Sono in vigore disposizioni che definiscono aspetti del servizio quali la tempestività degli allacciamenti e degli interventi su chiamata, le cauzioni, il trattamento della morosità, la fornitura di informazioni e la gestione dei reclami.

Sono stati introdotti standard di qualità, individuali e generali, omogenei su tutto il territorio nazionale. Se le prestazioni alla clientela non vengono realizzate entro i tempi previsti dagli standard individuali, il cliente riceve in modo automatico un indennizzo in bolletta. Nel corso del 2001 sono stati pagati oltre 24.000 rimborsi automatici ai clienti dei servizi dell'elettricità e del gas.

Ad alcune imprese del gas è stato imposto di rettificare le modalità di fatturazione dei consumi stimati ed è stata comminata una sanzione per carenze di informazione nelle bollette.

La disciplina sulle interruzioni del servizio elettrico è stata introdotta dapprima imponendo modalità omogenee di misurazione e pubblicazione dei dati, poi obblighi di graduale riduzione del numero e della durata media di interruzione, accompagnati da penali e incentivi. Si riscontrano i primi effetti.

Tra il 1999 e il 2001, nel territorio nazionale con l'esclusione di Campania, Calabria e Sicilia, la riduzione della durata delle interruzioni è stata del 21 per cento; se si misurano le sole interruzioni imputabili al distributore, al netto degli eventi eccezionali, la riduzione è del 33 per cento. In Campania, Calabria e Sicilia le rilevazioni degli anni base, 1998 e 1999, sono risultate inattendibili; a seguito di interventi anche sanzionatori dell'Autorità, la durata delle interruzioni in queste regioni mostra un miglioramento del 20 per cento in un solo anno.

Le reti di distribuzione del gas sono ora soggette a obblighi di verifica periodica per la sicurezza. Sono in via di definizione, attraverso ampia consultazione, anche gli obblighi del distributore di gas per la sicurezza dell'impianto interno al domicilio dell'utente, con modalità che fanno salva la concorrenza tra le imprese di installazione e riparazione.

L'Autorità opera per attuare le norme in materia di uso efficiente dell'energia definite con due decreti ministeriali dell'aprile 2001. Le norme prevedono l'obbligo posto in capo alle imprese distributrici di energia elettrica e di gas, con parziale copertura in tariffa, di realizzare programmi volti a migliorare l'efficienza nell'uso dell'energia da parte dei clienti, anche al fine di conseguire benefici ambientali. Gli obblighi, che sono determinati per ciascun distributore in relazione al volume dell'energia distribuita, potranno essere soddisfatti in parte anche mediante l'acquisto di titoli di efficienza energetica, rappresentativi di programmi analoghi realizzati da altri distributori in eccesso rispetto al loro obbligo, o realizzati da altre imprese specializzate nell'attività. Il sistema è stato disegnato in modo da conseguire un contenimento della domanda di energia, al minimo costo e con flessibilità operativa. L'ampia consultazione condotta negli ultimi mesi ha fornito l'apporto delle parti interessate alla messa a punto definitiva dei provvedimenti.

I sistemi tariffari per i clienti finali ancora vincolati stanno completando il periodo della transizione. Le differenze tra categorie di clienti non giustificate da obiettive ragioni di costo vengono gradualmente eliminate.

Dal 1997 al primo semestre 2002 la tariffa media del gas naturale, al netto delle imposte, è aumentata di 2,5 centesimi di euro, ovvero del 5,1 per cento, come risultato di un aumento di 3,7 centesimi di euro della componente a copertura dei costi di combustibile, che dipendono da andamenti internazionali, e di una diminuzione di 1,2

centesimi di euro delle componenti a copertura dei costi fissi di trasporto, stoccaggio e distribuzione.

Nelle tariffe di distribuzione del gas l'Autorità, accogliendo una sentenza del TAR per la Lombardia, ha introdotto nuovi criteri di determinazione del costo del capitale investito per le imprese che dispongono di bilanci certificati per almeno dieci anni. Il provvedimento, mantenendo inalterato il sistema di valutazione parametrico per tutte le altre imprese, consente di ritenere valide gran parte delle opzioni tariffarie presentate e approvate per l'anno termico 2001-2002.

Il sistema tariffario dell'elettricità ha terminato con il 2001 la fase di transizione, che ha comportato un onere aggiuntivo sui consumatori per la gradualità nella riduzione dei proventi tariffari delle imprese elettriche richiesta dal Governo nel 1999.

Tra il 1997 e il primo semestre 2002 la tariffa elettrica media è aumentata di 0,8 centesimi di euro per chilowattora, pari al 9,3 per cento, come risultato di tre variazioni: un aumento di 1,7 centesimi di euro della quota corrispondente al costo del combustibile, determinata dai prezzi internazionali degli idrocarburi e dal cambio dell'euro; un incremento di 0,2 centesimi di euro della parte a copertura degli oneri generali di sistema, determinata prevalentemente da provvedimenti di legge; una diminuzione di 1,1 centesimi di euro della parte a copertura dei costi di produzione, trasporto, distribuzione e vendita.

Le tariffe per i clienti non domestici completeranno nel 2003 la transizione verso una struttura più aderente ai costi, con una diminuzione per le piccole utenze e un aumento per le grandi, alle quali è peraltro possibile passare al mercato libero. Nel 2003 la struttura tariffaria per i clienti domestici sarà avvicinata al profilo dei costi e semplificata; sarà introdotto un regime di particolare protezione per i clienti in stato di disagio economico, per il quale è in avvio una consultazione. L'Autorità intende seguire le indicazioni di politica sociale che verranno date dal Governo.

Il confronto internazionale nei livelli dei prezzi è reso difficile dalla trasformazione strutturale in corso, che rende talora poco significative le rilevazioni tradizionali. I prezzi dell'energia elettrica e del gas sono più elevati in Italia rispetto alla generalità degli altri Stati membri dell'Unione europea. Si può notare che la distanza ha cominciato a ridursi.

Nel 2001 la tariffe dell'energia elettrica per i clienti domestici sono lievemente aumentate nella media europea, ma diminuite in Italia. Le tariffe del gas per le utenze domestiche sono risultate in aumento ovunque, ma in Italia meno che nella media europea. È stato determinante l'effetto della regolazione, e in particolare il meccanismo di indicizzazione ai prezzi internazionali del petrolio e dei suoi derivati, che garantisce le imprese, ma al tempo stesso limita nell'importo e distribuisce nel tempo il trasferimento delle variazioni dei prezzi internazionali.

Le tariffe elettriche per le utenze industriali hanno fatto segnare, nel 2001, una diminuzione sia nella media europea che in Italia. Le rilevazioni dei prezzi sulle principali borse elettriche indicano livelli più bassi di quelli recepiti nelle tariffe al dettaglio, anche tenendo conto dei costi di distribuzione. In Germania, dove la riduzione dei prezzi per i grandi consumatori è stata notevole e molto pubblicizzata, le tariffe per i clienti domestici sono ancora al livello massimo in Europa assieme a quelle italiane, superando di quasi il 20 per cento il livello medio europeo.

I prezzi del gas risultano in aumento ovunque nella media dell'anno 2001, ma in Italia gli aumenti sono stati inferiori alla media europea.

Alla tutela offerta ai consumatori dalla determinazione delle tariffe e dalle norme sulla qualità del servizio, si aggiunge, a favore dei clienti, la libertà di scelta del fornitore, che è in via di progressivo ampliamento e che reca il beneficio derivante dalla competizione tra fornitori, sia sul prezzo che sulla qualità. L'1 gennaio 2003 tutti i consumatori di gas saranno liberi di scegliere il fornitore; allo scadere dei tre mesi dalla cessione della terza società di generazione da parte

dell'Enel tale libertà sarà accordata anche ai consumatori di elettricità i cui consumi superano i 100.000 kWh all'anno, cosicché risulterà aperta alla concorrenza la maggior parte del mercato elettrico.

Il riconoscimento dell'idoneità alla libera scelta del fornitore deve rappresentare per i consumatori un'opportunità, non la perdita di una sicurezza. Saranno mantenute misure di tutela compatibili con il mercato liberalizzato, ivi incluso l'obbligo di fornitura di ultima istanza, sulla scorta delle migliori esperienze internazionali.

A giudizio dell'Autorità è necessario che vengano definiti tempi certi e ravvicinati per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo a tutti i clienti finali del mercato elettrico, per dare certezza al processo di liberalizzazione e favorire la formazione di imprese in concorrenza. Le economie derivanti dalla fornitura congiunta di elettricità e di gas non devono restare un privilegio di chi dispone di una concessione per la vendita di elettricità, ma devono poter essere colte da tutte le imprese in concorrenza, così da tradursi in un beneficio per i consumatori. La data per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo a tutti i clienti finali del mercato elettrico potrebbe essere l'1 gennaio 2004: entro tale data il sistema delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica dovrà essere pienamente funzionante e l'Autorità avrà disposto gli strumenti di tutela dei clienti finali e di controllo delle condizioni di erogazione dei servizi necessari per il funzionamento del mercato elettrico al dettaglio.

Assicurare indipendenza e sviluppo alle reti

Nei settori dell'energia elettrica e del gas, caratterizzati dalla presenza di reti difficilmente duplicabili, l'apertura del mercato si misura essenzialmente sull'accessibilità alle reti stesse. Se la rete princi-

pale, che assicura il trasporto a lunga distanza e che quindi è essenziale per la formazione di un mercato all'ingrosso, rimane direttamente o indirettamente nella disponibilità dell'operatore dominante, l'apertura del mercato non può dirsi compiuta né credibile.

Il Consiglio europeo di Barcellona ha espresso la volontà di adottare nell'anno in corso le proposte per la fase finale dell'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas, tra cui la separazione della trasmissione e distribuzione dalla produzione e vendita. Vi è una sola configurazione di tale separazione che assicura in modo credibile l'indipendenza della gestione e l'imparzialità negli accessi: l'affidamento della rete e della sua gestione a una società che sia indipendente dagli interessi dei principali utilizzatori e che sia anche proprietaria delle infrastrutture.

Le esperienze di diversi paesi indicano la totale separazione delle reti come appropriata alla liberalizzazione del mercato e mostrano che l'esercizio di una rete elettrica e di una rete del gas possono costituire attività economiche di rilievo. L'annunciata fusione tra la società che possiede e gestisce la rete elettrica inglese e l'omologa società che opera nel gas evidenzia il dinamismo di imprese pur soggette a severa regolazione, anche tariffaria.

In Italia sono necessari alcuni passi ulteriori rispetto alle scelte già compiute.

Il distacco della proprietà della rete elettrica nazionale dal principale operatore di generazione e vendita di elettricità e il ricongiungimento di proprietà e gestione della rete in un unico soggetto sono stati sempre auspicati da questa Autorità, che quindi considera opportuna e anzi necessaria l'iniziativa recentemente assunta in merito dal Governo. Il sistema elettrico italiano necessita di urgenti interventi di potenziamento, sia sulle interconnessioni con l'estero sia nei punti di congestione interna. Giova separare attività ispirate a logiche e interessi diversi, quali sono da un lato la gestione e lo svi-

luppo della rete, dall'altro l'attività commerciale nell'energia che sulla rete transita. Giova altresì, per assicurare tempestivi e adeguati interventi di potenziamento della rete, una semplificazione del processo decisionale e l'individuazione chiara del soggetto responsabile.

Nelle conclusioni del vertice europeo di Barcellona il livello minimo di interconnessione esterna di una rete elettrica nazionale è fissato al 10 per cento della capacità di generazione installata. L'Italia è oggi ancora al di sotto di tale livello, che verrà raggiunto con il completamento dei progetti inclusi nel piano triennale del Gestore della rete nazionale di trasmissione: è necessario che il completamento avvenga al più presto.

La capacità di interconnessione della rete elettrica sull'arco alpino è aumentata da 5.400 a 6.000 MW tra il 2000 e il 2002. Recentemente è entrato in esercizio sperimentale l'elettrodotto che collega l'Italia con la Grecia: l'attività commerciale potrà avere avvio in tempi brevi sulla base delle regole concordate tra le Autorità di regolazione italiana e greca.

Agli sforzi del Gestore della rete possono aggiungere un contributo significativo le iniziative dei privati per la costruzione di linee dirette, per le quali si riscontra un notevole interesse. Dopo consultazione, l'Autorità sta preparando un provvedimento che ne favorisce lo sviluppo senza che si creino problemi alla gestione della rete di trasmissione nazionale.

Nel mercato del gas la vigente Direttiva europea impone solo la separazione contabile della rete. Questa caratteristica deve essere superata, sia pure con gradualità, e le grandi infrastrutture di rete devono essere accessibili per l'esecuzione di contratti di lungo e di breve, stipulati da numerosi operatori sia in vendita sia in acquisto.

Per effetto del decreto legislativo 23 marzo 2000, n.164 e delle scel-

te compiute dall'Eni, i gasdotti ad alta pressione appartenenti al gruppo Eni, che corrispondono al 96 per cento dell'intera rete nazionale, sono stati conferiti alla società Snam Rete Gas, di cui è stato avviato il distacco dal gruppo con un primo collocamento del 40,2 per cento del capitale nel dicembre 2001. Il successo del collocamento riflette la fiducia degli operatori finanziari nel quadro evolutivo del settore, che include la tariffa di trasporto stabilita dall'Autorità in modo tale da assicurare un rendimento adeguato al capitale investito, incentivi ai nuovi investimenti e un costo per gli utilizzatori non elevato a confronto europeo e decrescente nel tempo. Ora il percorso verso l'indipendenza di Snam Rete Gas deve essere compiuto.

L'uso della rete deve essere regolato, nel quadro delle disposizioni adottate dall'Autorità, dai cosiddetti Codici di rete. Al fine di assicurare aderenza delle norme alle effettive esigenze degli interessati l'Autorità ha autorizzato la società Snam Rete Gas, principale gestore della rete, ad adottare norme provvisorie, previa consultazione con gli utenti sotto condizione di impugnabilità presso l'Autorità stessa in caso di discriminazione. Sulla base dell'esperienza del primo anno sono in via di emanazione i criteri dell'Autorità per la messa a punto dei Codici da parte dei gestori di rete.

La struttura geografica delle reti di gas naturale deve manifestare un'evoluzione dall'attuale modello unidirezionale, da punto di estrazione o importazione a zona di fornitura, a un modello magliato, che consenta l'affiancarsi e l'incrociarsi di contratti in un contesto concorrenziale; una struttura che consenta lo sviluppo di centri di smistamento e di contrattazione o "hubs". È essenziale che il sistema di contrattazioni e transazioni che ne consegue abbia caratteristiche di trasparenza e di certezza e consenta l'accesso di operatori esteri.

Per assicurare trasparenza alla definizione dei prezzi e certezza delle contrattazioni appare opportuna la formazione di un sistema di

scambi per le offerte di vendita e di acquisto di gas naturale, di capacità e di derivati finanziari. Tale evoluzione offrirebbe all'Italia una prospettiva di estremo interesse per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento che il rapido sviluppo dei consumi di gas naturale rende necessaria e per divenire centro di attività commerciali e finanziarie nell'area Mediterranea.

Il funzionamento di un grande sistema di gas naturale richiede l'esistenza di depositi di stoccaggio per assicurare sicurezza e flessibilità della fornitura. In Italia gli stoccaggi sono soggetti a concessione ventennale e quasi completamente nella disponibilità dell'Eni, che li ha conferiti all'apposita società Stogit. Il regime di fatto monopolistico richiede adeguata regolazione: l'Autorità ha definito i criteri per le tariffe di stoccaggio e sta predisponendo quelli per il Codice di stoccaggio. È configurabile una separazione della società Stogit dal gruppo Eni; in alternativa è possibile immaginare uno sviluppo nella direzione di una fornitura del servizio di stoccaggio da parte di diversi soggetti in concorrenza, ciò che richiederebbe qualche cessione da parte del gruppo Eni.

L'incremento dei consumi nazionali di gas naturale è stimato per l'anno 2010 in circa il 30 per cento; esso richiede che siano potenziati i canali di approvvigionamento e cioè i gasdotti internazionali e i terminali per gas naturale liquefatto (Gnl) trasportato con navi. Esigenze di sicurezza consigliano di sviluppare tali strutture in modo da diversificare le provenienze: a ciò si prestano naturalmente i terminali Gnl.

La costruzione di terminali Gnl, più volte in passato bloccata da difficoltà di localizzazione, richiede garanzie di redditività e disponibilità. A tal fine, con recente delibera adottata dopo ampia consultazione, l'Autorità ha stabilito che l'accesso ai nuovi terminali possa restare nella disponibilità del loro finanziatore per una quota fino all'80 per cento e per 20 anni. Il sacrificio in termini di libertà d'ac-

cesso è solo apparente se la disciplina risulta decisiva al fine di determinare la costruzione di nuovi terminali. I soggetti che ne disporranno saranno diversi e potranno avvalersene per competere nella fornitura. La rimanente quota del 20 per cento consentirà lo sviluppo di un mercato regolato residuale.

Vi è l'esigenza di sviluppare i grandi gasdotti che alimentano il sistema italiano con gas di provenienze lontane. I gasdotti esistenti che portano il gas dalla Russia, dall'Algeria e dal mare del Nord possono essere potenziati in condizioni di convenienza economica. Nei prossimi anni entrerà in funzione il gasdotto libico ed è allo studio un nuovo gasdotto tra l'Algeria e la Sardegna.

Queste opere, essenziali per mantenere l'equilibrio tra l'offerta e la domanda, devono essere realizzate in condizioni che favoriscano la liberalizzazione. L'accessibilità da parte dei terzi, insufficientemente garantita in molti Stati membri dell'Unione europea, è assente nelle tratte esterne al territorio dell'Unione. La scelta in favore della liberalizzazione operata con la Direttiva 98/30/CE ne risulta contrastata.

Il previsto potenziamento del gasdotto proveniente dalla Russia offre un'opportunità per avviare collegamenti tra il sistema gas italiano e quelli dell'Europa centrale, facilitando al tempo stesso l'ingresso nel mercato italiano di operatori esteri e la penetrazione del principale operatore italiano sui mercati di Stati membri dell'Unione o sulla via per accedervi, rafforzando le tendenze alla liberalizzazione nell'intero bacino.

Rafforzare il quadro istituzionale

Le liberalizzazioni sono processi complessi che devono essere governati. I vecchi ordinamenti a carattere monopolistico consentivano

un coordinamento più facile tra i pochi soggetti in campo. Il costo per il consumatore poteva anche essere elevato, ma la scarsa trasparenza aiutava a tollerarlo. Analogamente non vi era la percezione piena del costo per il contribuente, che assumeva la forma di un mancato flusso di dividendi per il bilancio dello Stato. Il nuovo ordinamento liberalizzato può fornire i suoi benefici una volta che si è assestato in norme, istituzioni, imprese, comportamenti. Prima di allora i difetti di coordinamento sono possibili, con rischio per la continuità del servizio, come si è visto in alcuni paesi.

La responsabilità per il buon funzionamento dei servizi di pubblica utilità grava in primo luogo sull'insieme delle istituzioni pubbliche. Esse devono mostrare chiarezza e concordia nell'azione.

La riforma introdotta dalla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, modifica il quadro delle competenze legislative anche nei settori dell'energia elettrica e del gas, lasciando importanti compiti alla legislazione ordinaria e all'intesa tra i livelli di governo. Le caratteristiche dei servizi di pubblica utilità forniscono indicazioni utili per una riassegnazione delle responsabilità ai diversi livelli istituzionali, tra i quali si pone anche quello europeo. La funzione di regolazione, congiuntamente a quella di tutela della concorrenza, non può essere frammentata. L'istituzione competente deve assicurare la funzionalità dei sistemi a rete, l'uniformità delle prestazioni e delle garanzie, l'attiva partecipazione all'armonizzazione europea.

Devono essere evitati contrasti tra le istituzioni nazionali e quelle regionali che ora dispongono di competenze rilevanti nel settore dei servizi energetici a rete: le conseguenze potrebbero essere dirompenti per la liberalizzazione e per la sicurezza nella fornitura dei servizi. E' indispensabile che le istituzioni tutte condividano i principi che informano il processo di liberalizzazione e il mercato unico europeo, in primis la libertà di circolazione di merci e servizi e il rispetto dei compiti affidati e dei diritti spettanti alle imprese che

erogano servizi di pubblica utilità, in modo che si possano pretendere da esse i comportamenti attesi nell'interesse dei consumatori. Costituisce motivo di grave preoccupazione in merito la recente introduzione, da parte della Regione Sicilia, di un tributo ambientale sui gasdotti, che di fatto costituisce un ostacolo economico alla libera circolazione del gas naturale: l'Autorità ritiene che il tributo sia in contrasto con i principi dell'ordinamento europeo e ha quindi considerato doverosa la sua disapplicazione ai fini tariffari, affermando che qualora ne fosse definitivamente accertata la legittimità esso verrebbe incluso in tariffa dalla data della sua entrata in vigore, in modo da non determinare danni per gli investitori.

Il ruolo delle autorità di regolazione è oggetto di riflessione e di proposte modificative. Il Parlamento italiano, prima ancora che le due Direttive europee per la liberalizzazione dei mercati energetici fossero emanate, ha istituito con la legge 14 novembre 1995 n. 481, votata ad amplissima maggioranza, le autorità per la regolazione dei servizi di pubblica utilità, a cominciare da questa Autorità; e le ha dotate di poteri adeguati. Il disegno della liberalizzazione tracciato dalle Direttive europee per i due mercati dell'energia elettrica e del gas richiede una regolazione forte e indipendente. L'esperienza conferma questa esigenza, come risulta dal rafforzamento delle disposizioni in merito contenuto nella bozza di nuova Direttiva europea.

Riteniamo che il contesto normativo così definito abbia consentito di dare agli operatori un buon grado di certezza circa l'imparzialità delle regole anche in presenza di imprese poste in posizione dominante e aventi lo Stato come azionista, e circa la stabilità delle regole stesse anche con diversi governi e maggioranze parlamentari.

Alla Commissione istituita dal Ministro per la funzione pubblica al fine di proporre un riordino delle autorità indipendenti, l'Autorità ha inviato una nota che espone le realizzazioni compiute e le considerazioni che si è ritenuto di ricavare dall'esperienza dei primi cinque

anni di funzionamento. Apprezziamo l'ampio lavoro di riflessione, confronto ed elaborazione che si è svolto e che si svolgerà in Parlamento per il riordino delle autorità indipendenti, e tra esse di quelle incaricate della regolazione dei servizi di pubblica utilità. Confidiamo che la nuova legislazione sappia introdurre le opportune razionalizzazioni e anche meglio valorizzare l'apporto che queste istituzioni possono dare alla costruzione del nuovo sistema di regole e comportamenti che la liberalizzazione dei mercati richiede.

Anche a nome degli altri componenti il Collegio prof. Giuseppe Ammassari e prof. Sergio Garribba, rivolgo un vivo ringraziamento a tutti i dipendenti dell'Autorità e ai suoi dirigenti che in numero ancora insufficiente rispetto alla quantità di lavoro si sono prodigati con generoso impegno per assicurare lo svolgimento dei compiti affidati e per assicurare efficace tutela agli interessi di consumatori e utenti. Un adeguamento della struttura è necessario per rispondere alle crescenti incombenze non solo di produzione della normativa ma di controllo della sua attuazione, di informazione, di risoluzione delle controversie.

I provvedimenti con valenza generale adottati sono stati preceduti da processi di consultazione caratterizzati da ampia partecipazione e accompagnati da relazioni tecniche esplicative. È' all'esame dell'Autorità l'introduzione di analisi d'impatto della regolazione, da applicare gradualmente a tutte le decisioni di rilievo.

L'Autorità ha intensificato nell'ultimo anno i rapporti di collaborazione internazionale. Il Forum europeo della regolazione dell'energia elettrica, periodica sede di incontro tra Commissione europea, autorità di regolazione, ministeri, associazioni di operatori, tenutosi in otto sessioni negli ultimi quattro anni a Firenze, verrà convocato a Roma dal prossimo mese di ottobre.

L'Autorità partecipa attivamente come membro fondatore alle attività del Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) che rag-

gruppa le istituzioni omologhe dell'Unione europea. Il CEER sta anche sviluppando rapporti proficui con le corrispondenti istituzioni da poco create nei paesi dell'Europa centro - orientale, tra cui quelli di prossima adesione all'Unione europea.

L'attenzione per lo sviluppo della liberalizzazione e della regolazione in questi paesi ha indotto l'Autorità a partecipare ad alcuni programmi comunitari di assistenza tecnica alle istituzioni di regolazione di paesi dell'Est europeo e a collaborare con la Commissione europea per la costituzione di una sede di incontro dedicata ai problemi della regolazione energetica nei paesi dell'Europa del sud-est.

Il mandato a operare per la regolazione nel nostro Paese appare valorizzato dallo sviluppo del confronto e del mutuo apprendimento con le corrispondenti istituzioni in Europa e nel mondo. Con il trasferimento delle conoscenze e la collaborazione tecnica l'Autorità intende svolgere un ruolo consono alle risorse intellettuali e al peso economico dell'Italia.

PAGINA BIANCA

SEZIONE 1

LO SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

IL CONTESTO INTERNAZIONALE

IL CONTESTO NAZIONALE

PAGINA BIANCA

1. IL CONTESTO INTERNAZIONALE

QUADRO ECONOMICO E CONGIUNTURA ENERGETICA INTERNAZIONALE

Il 2001 è stato un anno di sensibile rallentamento del ciclo economico sia nelle economie più avanzate sia in quelle in fase di sviluppo. Rispetto a tassi di sviluppo del prodotto interno lordo (PIL) di quasi il 4 per cento registrato dalle economie più avanzate, e di circa il 6 per cento raggiunto dal complesso dei paesi in via di sviluppo nel 2000, il 2001 è stato, secondo le indicazioni del Fondo monetario internazionale, un anno caratterizzato da una crescita media dell'1 per cento per le economie più avanzate e del 4 per cento per le economie in via di sviluppo.

Questo tipo di evoluzione ha avuto un impatto sensibile anche sulla domanda e sull'offerta mondiale di energia: mentre il 2000 era stato caratterizzato da un aumento della domanda del 2,2 per cento, le indicazioni disponibili per il 2001 fanno intravedere un rallentamento sensibile della sua crescita, si prospettano inoltre alcuni cambiamenti circa il ruolo delle fonti primarie.

Le forti variazioni nei prezzi relativi delle fonti energetiche primarie, registrate nel corso del 2000 e nella prima parte del 2001, hanno avuto un peso rilevante nel settore degli impieghi intermedi, in particolare in quello termoelettrico, dove una parte significativa della capacità produttiva può essere alimentata con diversi tipi di combustibile. Infatti, i sensibili aumenti dei prezzi del gas collegati a quelli dei prodotti petroliferi hanno orientato le scelte di approvvigionamento di molti produttori di elettricità a favore del carbone e del massimo utilizzo possibile degli impianti idroelettrici e nucleari.

Nei settori di impiego finale, dove la sostituzione tra fonti è più difficile almeno nel breve termine, il forte rallentamento dell'attività economica e il permanere di prezzi elevati hanno determinato una riduzione o una stabilizzazione degli impieghi di prodotti petroliferi e un'attenuazione del processo di forte crescita degli impieghi di gas naturale, che ha assunto intensità diverse nelle varie aree economiche.

Significativi appaiono gli sviluppi del sistema statunitense, che continua ad avere, sul totale mondiale dei consumi di energia, un peso pari al 25 per cento: i dati relativi al 2001 mostrano, infatti, che negli USA la domanda complessiva di energia si è ridotta dell'1,5 per cento, mentre a livello di singole fonti si è registrato un aumento della domanda di carbone di circa l'1 per cento; ciò a fronte di una sensibile riduzione degli impieghi di gas (-4,8 per cento) e, seppure in misura più limitata, di petrolio (-0,3 per cento).

Anche in Europa si è verificato un rallentamento della crescita della domanda di energia, collegato a quello dell'economia. Nel nostro continente, per quanto riguarda il ruolo delle varie fonti si è registrata una stazionarietà della domanda

di prodotti petroliferi, determinata da andamenti contrastanti tra prodotti in crescita, come il gasolio, e prodotti in flessione, come la benzina e il kerosene jet.
In espansione sono invece risultati gli impieghi di gas naturale, confermando il trend di netta crescita in atto da vari anni nonostante le battute di arresto registrate in alcuni paesi, come Regno Unito e Italia. Per ciò che riguarda l'offerta di gas naturale, il 2001 è stato caratterizzato – a livello aggregato – da un aumento della produzione interna europea. Quest'ultima non è, comunque, riuscita a far fronte all'incremento della domanda, che è stata soddisfatta attraverso un aumento delle importazioni da aree esterne.
Il rallentamento dell'economia europea ha avuto un impatto sulla domanda di energia elettrica, che ha registrato una crescita inferiore a quella dell'anno precedente; questo però con una netta differenziazione tra paesi dove la penetrazione elettrica ha livelli più elevati (Francia, Germania e Regno Unito) e quelli dove gli spazi per un'ulteriore crescita di tale fonte sono più ampi.
Per quanto riguarda la produzione elettrica dell'insieme dei paesi europei, occorre segnalare che i maggiori apporti dell'energia nucleare e idroelettrica hanno consentito di attenuare il ricorso alla produzione termoelettrica, la cui crescita passa dal 3,6 per cento del 2000 all'1,4 per cento del 2001. Tale fenomeno ha carattere congiunturale, perché in prospettiva né il nucleare – che non può contare su nuovi apporti nel medio termine – né l'energia idroelettrica, anche se integrata dal contributo delle nuove energie rinnovabili, potranno sostenere la domanda addizionale senza la produzione termoelettrica.
Indicazioni positive si sono registrate per il carbone, che ha mantenuto un elevato margine di competitività nei confronti delle fonti concorrenti, specie nella prima parte dell'anno in corrispondenza dei valori massimi registrati dai prezzi del gas e dei prodotti petroliferi.

I prezzi dell'energia nel 2001

Dopo i sensibili aumenti dei prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi registrati nel 2000, il 2001 è stato caratterizzato da un progressivo ridimensionamento delle quotazioni per l'effetto di un'offerta abbondante rispetto a una domanda in progressiva riduzione.
L'evoluzione congiunturale del mercato del greggio nel corso del 2001 è stata caratterizzata da una forte differenziazione tra i primi tre trimestri, nei quali le quotazioni del Brent si sono mantenute intorno ai 25 dollari al barile, e gli ultimi tre mesi dell'anno quando, nonostante il preoccupante clima internazionale, le quotazioni del petrolio hanno registrato un netto ridimensionamento.

Il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2001 è stato di 25,8 dollari al barile, dopo un quarto trimestre 2000 caratterizzato da un valore medio di 29,5 dollari al barile; nello stesso periodo si è anche manifestata una consistente riduzione dei differenziali tra greggi leggeri, con una maggior resa di prodotti quali benzina e gasolio, e greggi pesanti, con maggiori rese di olio combustibile, chiaro indicatore di minore tensione sui mercati.

L'ulteriore peggioramento del clima economico, specie negli Stati Uniti, ha comportato un assestamento delle quotazioni verso la fascia dei 25 dollari al barile nei mesi di luglio e agosto 2001, nel corso dei quali anche i differenziali tra greggi leggeri e greggi pesanti si sono andati riducendo.

In questo quadro si sono inseriti gli eventi dell'11 settembre che hanno inizialmente determinato spinte all'aumento dei prezzi del greggio, poi rientrate rapidamente. Il prezzo medio del Brent nel terzo trimestre 2001 è stato di 25,30 dollari al barile.

Negli ultimi tre mesi dell'anno, l'eccesso di offerta ha condotto, pur in presenza del perdurare di preoccupazioni sul piano politico, a un calo delle quotazioni del Brent dapprima a 20 dollari al barile e, successivamente, a 18 dollari al barile. Al contempo, i paesi produttori dell'Opec hanno intensificato gli sforzi per arrivare a un'intesa con gli altri produttori/esportatori prima di rendere operativi i tagli produttivi, decisi nella riunione straordinaria del 14 novembre 2001. Infatti, in occasione delle riunioni di novembre e dicembre, nel fissare un obiettivo produttivo di 21,7 milioni di barili/giorno a partire dal gennaio 2002, l'Opec ha avvertito il rischio che questa riduzione potesse trasformarsi in un vantaggio, per gli altri produttori, in termini di aumento della loro quota di mercato; ha pertanto contestualmente cercato di ottenere assicurazioni sui livelli produttivi degli altri paesi.

In attesa di avviare questa nuova fase, il quarto trimestre 2001 si è concluso con una quotazione media del Brent di 19,4 dollari al barile e una media annua di circa 24 dollari al barile, rispetto a un valore medio di 28,39 dollari al barile del 2000.

In conformità con l'andamento del prezzo del greggio, nel corso del 2001 si è registrata una progressiva erosione anche dei prezzi dei prodotti petroliferi. Questo, di conseguenza, ha condotto nel Mediterraneo a un riallineamento (legato anche all'attenuarsi della domanda di prodotti da esportare verso altre aree a partire dal Nord America) dei margini di raffinazione verso valori più coerenti con una situazione di minore tensione sulla capacità di raffinazione.

Il quadro competitivo tra le principali fonti energetiche fossili nel corso del 2001 ha molto risentito delle oscillazioni dei prezzi del petrolio; esse hanno determinato notevoli variazioni nei differenziali di prezzo tra petrolio, gas e carbone espressi in termini di parità calorica.

Il prezzo medio del gas importato in Europa, anche se con ritardo e con variabilità meno accentuata di quella del greggio, si è mosso in sintonia con i prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi concorrenti, come l'olio combustibile e il gasolio.

L'evoluzione congiunturale non ha intaccato le differenze esistenti tra il mercato dei grandi contratti di importazione (che vengono negoziati tra importatori ed esportatori in un'ottica di lungo termine con prezzi indicizzati a quelli del greggio e dei prodotti petroliferi), e il mercato *spot*. Quest'ultimo è attivo principalmente nel Nord Europa, dove la presenza di una pluralità di operatori minerari e di infrastrutture di ricezione e trasporto con capacità superiore a quella utilizzata nell'ambito dei contratti di importazione di lungo termine, con clausole *take or pay*, rende possibile la negoziazione di quantitativi addizionali di gas con prezzi che riflettono il gioco della domanda e dell'offerta di breve termine. Nel primo trimestre 2001 il prezzo medio del gas importato in Europa via metanodotto, che rappresenta il 90 per cento del totale, è risultato in aumento rispetto all'ultimo trimestre del 2000, mentre i prezzi del greggio erano già in riduzione. Nel secondo trimestre le quotazioni si sono stabilizzate per poi registrare, nel trimestre successivo, una diminuzione sensibile. Il quarto trimestre è stato caratterizzato da un nuovo abbassamento dei prezzi. Su base annua i prezzi medi del gas importato in Europa sono stati pari a 3,5 dollari/Mbtu, al di sopra quindi, a parità di unità di misura calorica, a quelli dell'olio combustibile, mentre, nel 2000, il prezzo medio del gas ne era rimasto costantemente al di sotto.
I prezzi medi del carbone importato in Europa sono stati caratterizzati, nel primo e nel secondo trimestre del 2001, da aumenti che si inquadrano in un processo di recupero dopo i minimi registrati nel 1998 e 1999; allora, in occasione del crollo dei prezzi del greggio e dell'olio combustibile, anche quelli del carbone da vapore avevano subìto forti riduzioni.
Nei trimestri successivi le quotazioni si sono stabilizzate per poi ridursi nel quarto trimestre; su base annua, il prezzo medio del carbone importato è stato pari a 1,5 dollari/Mbtu, confermandolo quindi come il combustibile più economico alla frontiera europea.

In conclusione, nel 2001 si sono registrati sia una crescita della domanda di energia molto limitata, sia, in particolare, un arretramento della domanda mondiale di petrolio, che rimane tuttavia ancora la principale fonte energetica; a quest'ultima ha corrisposto il rafforzamento della posizione del gas naturale e, in alcune aree, dei combustibili solidi.
In tale contesto, i prezzi delle maggiori fonti di energia e, in particolare, quelli del petrolio, hanno manifestato riduzioni sensibili. Nel breve termine, dunque, non si intravedono significative carenze nella loro disponibilità, necessaria per far fronte agli attesi incrementi di domanda che, comunque, interesseranno soprattutto le aree in via di sviluppo.

Le prospettive per il 2002

Il 2002 si è aperto all'insegna dell'incertezza in conseguenza dell'atteso inizio della fase di recupero dell'economia americana, che dovrebbe anche sostenere l'espansione e il rafforzamento del ciclo economico nelle altre aree.

Il mercato petrolifero internazionale ha preso atto dell'intenzione dell'Opec di procedere all'annunciato taglio produttivo e le quotazioni nel mese di gennaio si sono attestate mediamente intorno ai 19,48 dollari al barile, quindi poco al di sopra della media del dicembre 2001. Il mese di febbraio ha visto un rafforzamento della quotazione media del Brent sino a 20,22 dollari al barile. Nel mese di marzo il prezzo del petrolio ha manifestato sintomi di rialzo sino alla soglia dei 25 dollari al barile, determinando un valore medio per il primo trimestre decisamente superiore alle aspettative e pari a 21,1 dollari al barile.

Tali aumenti, proseguiti in aprile, sembrano però da collegare più a timori e preoccupazioni legati alla condizione critica del Medio Oriente, che a una situazione di scarsità dell'offerta di petrolio rispetto alla domanda.

La riconferma da parte dell'Opec, nel corso della riunione del 15 marzo 2002, del tetto produttivo fissato negli accordi di novembre e dicembre 2001 sino a giugno 2002, non costituisce un rischio per il soddisfacimento della domanda; questo sia perché la disciplina da parte dei singoli paesi rispetto alle quote concordate non è perfetta, sia perché la produzione dei paesi non Opec, a partire dalla Russia, si mantiene su livelli elevati.

Anche nei mesi successivi, durante i quali potrebbero manifestarsi sintomi di ripresa più evidenti dei consumi di petrolio, l'equilibrio tra domanda e offerta dovrebbe essere comunque garantito dagli incrementi della produzione non Opec; senza dimenticare che gli stessi produttori Opec, interessati primariamente alla stabilizzazione del mercato, si sono riservati di riesaminare gli sviluppi di questo nel corso di un incontro straordinario fissato per il 26 giugno 2002.

Escludendo l'intervento di fattori eccezionali dal punto di vista politico, capaci di influenzare il regolare funzionamento del mercato internazionale del petrolio, le prospettive di ripresa dell'economia mondiale non sembrano quindi esposte a rischi gravi per quanto riguarda l'evoluzione dei prezzi del petrolio e delle altre fonti primarie.

I MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA

L'Unione europea è oggi ancora distante dal mercato unico dell'energia. A conferma di questo sono: la marcata diversità nei prezzi delle fonti tra gli Stati membri; l'effetto molto differente che variazioni nei fattori esogeni determinanti, quali il prezzo del petrolio, hanno sui prezzi interni. Infatti, in un mercato unico, eventuali difformità nei prezzi dovrebbero riflettere essenzialmente i diversi costi di trasporto e distribuzione, risultando pertanto minime. In un mercato perfetto, la concorrenza nella fornitura finale dovrebbe minimizzare l'influenza di differenze nei costi dei fattori di produzione, tra cui le materie prime. In realtà, l'equiparazione dei prezzi è ostacolata dalla forte concentrazione dell'offerta e dalla rigidità della domanda, soprattutto nel settore elettrico.

Differenze nelle caratteristiche economiche e sociali tra gli Stati membri non sono oggi tali da comportare disomogeneità nei prezzi dell'energia sui mercati finali; o comunque non sono sufficienti a giustificare difformità maggiori di quelle che caratterizzano le diverse regioni all'interno di un dato paese. Esse incidono, pertanto, sull'unicità del mercato europeo dell'energia soprattutto nella misura in cui determinano una minore o maggiore dotazione di infrastrutture per il trasporto e la distribuzione dell'energia sul territorio.

L'eterogeneità negli aiuti statali, concessi alla produzione di risorse energetiche domestiche, e nei processi nazionali di liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas sono attualmente, oltre all'adeguamento delle infrastrutture di trasporto, i principali fattori di ostacolo alla creazione di un mercato unico.

I mercati energetici dei diversi paesi europei ereditano comunque dal passato caratteristiche strutturali significative, tali da condizionare il processo di integrazione verso un mercato unico. Queste, che riguardano la struttura dei consumi, le caratteristiche del parco generazione, degli usi finali dell'energia e della dipendenza energetica, verranno trattate nei paragrafi seguenti.

Struttura dei consumi

Marcate disparità nel reddito pro capite, nella struttura della produzione e nelle condizioni climatiche si riflettono in forti differenze nei consumi di energia. Nel 2000, ultimo anno per il quale sono disponibili dati omogenei a livello europeo, il PIL per abitante variava di circa 3-4 volte dai valori minimi della Grecia e del Portogallo ai valori massimi dei paesi scandinavi e del Lussemburgo. In termini di energia primaria, il consumo per abitante nel 2000 variava da meno di 3 tonnellate di petrolio equivalente (tep) del Portogallo a

oltre 8 tep del Lussemburgo; il divario era ancora più ampio per l'energia elettrica con valori minimi e massimi di 3,8 e 14,5 MWh per abitante, rispettivamente in Portogallo e Finlandia.

Tali estremi appaiono tuttavia irrilevanti considerando la dimensione dei paesi rispetto al loro contributo all'economia europea nel suo complesso. Differenze analoghe e anche più forti si riscontrano, infatti, anche tra le regioni interne ai singoli paesi membri, soprattutto in funzione di un diverso tipo di industrializzazione e del grado di terziarizzazione. Limitando il confronto ai cinque paesi maggiori, che contribuivano per quasi l'80 per cento al PIL nel 2000, le differenze sono molto meno marcate: tra 3,1 e 4,4 tep/abitante per l'energia primaria; tra 4,5 e 6,4 MWh/abitante per l'energia elettrica.

Il confronto riferito al consumo per unità di PIL, anziché per abitante, compensa l'effetto di forti variazioni nel PIL/abitante, e riflette sia la diversa struttura della produzione sia il diverso grado di sviluppo delle economie. Indipendentemente dalle conseguenze che una diversa struttura della produzione ha sui consumi, appare evidente in tutti i paesi membri una stretta relazione tra grado di sviluppo economico e dinamica dell'intensità energetica del PIL, in termini sia di energia primaria sia di energia elettrica. Nel periodo 1985-2000 i paesi meno sviluppati hanno evidenziato un significativo aumento dell'intensità energetica, mentre quelli più avanzati hanno rivelato una notevole diminuzione. Il peso dominante di questi ultimi nell'economia europea ha garantito un andamento complessivamente calante dell'intensità energetica dell'Unione europea: dal 1985 in poi si è registrata una diminuzione di circa il 20 per cento per l'energia primaria, del 3 per cento per l'energia elettrica.

Le differenze oggi esistenti tra gli Stati membri, nel settore dell'energia, sono determinate soprattutto da diversità nelle scelte strategiche di politica energetica attuate dai governi dopo le crisi degli anni Settanta; in tale periodo, l'approvvigionamento veniva quasi ovunque assicurato da imprese di proprietà pubblica e il mercato unico dell'energia non era nemmeno all'orizzonte.

Produzione di energia elettrica

Nel 1985, in base a decisioni prese nel corso degli anni Settanta, in sette degli attuali Stati membri l'energia nucleare aveva già raggiunto una posizione consolidata nella generazione elettrica. Soprattutto negli Stati membri che non disponevano di significative risorse domestiche alternative, come il carbone o il gas naturale, l'incidenza dell'energia nucleare era già rilevante, superando oltre il 40 per cento della generazione lorda complessiva, ed era destinata a crescere ancora in Francia dove raggiungeva quasi l'80 per cento verso il 2000. Nella

seconda metà degli anni Ottanta, anche come conseguenza dell'incidente di Chernobyl, diversi paesi rallentavano o terminavano i loro programmi nucleari. Nonostante ciò, a livello europeo la generazione nucleare continuava a crescere, passando da 575 TWh nel 1985 a oltre 850 TWh alla fine degli anni Novanta, aumentando così il suo contributo alla generazione lorda di oltre un terzo del totale.

Nell'anno 2000, l'energia nucleare rappresentava la principale fonte di generazione elettrica in Belgio, Francia e Svezia, in quest'ultimo paese a pari grado con l'energia idroelettrica. In Finlandia, Germania, Spagna e Regno Unito l'energia nucleare rappresentava tra un quarto e un terzo della generazione totale. In questi paesi la generazione nucleare e termoelettrica da carbone copriva oltre il 50 per cento della generazione complessiva. L'energia nucleare giocava un ruolo marginale in Olanda dove la generazione è prevalentemente a base di gas naturale e da carbone. Nei rimanenti sette paesi membri senza generazione nucleare, un ruolo determinante veniva svolto dal carbone (con oltre un terzo della generazione totale in Danimarca, Grecia, Irlanda e Portogallo) o dall'energia idroelettrica (Austria). L'incidenza del petrolio era marginale (inferiore al 3 per cento) in sette Stati membri, significativa (fino al 20 per cento) in cinque paesi e notevole (fino al 33 per cento) nei rimanenti tre paesi, tra cui l'Italia. Nell'Unione europea l'incidenza del gas naturale nella generazione elettrica lorda è triplicata, passando da meno del 7 per cento a quasi il 19 per cento nel corso degli anni Novanta: tutti gli Stati membri hanno partecipato a questo aumento. Tuttavia, il ruolo del gas naturale è molto differenziato in funzione degli altri *input* alla generazione e delle sue risorse domestiche, raggiungendo nel 2000 un massimo prossimo al 60 per cento in Olanda, valori superiori al 25 per cento in Belgio, Danimarca, Irlanda, Italia e Regno Unito, e valori tra 15 e 25 per cento in quasi tutti gli altri paesi. Nel 2000 la generazione a base di gas naturale era scarsamente importante solo in Francia, Germania e Svezia in cui, come già indicato, dominano l'energia nucleare, il carbone e l'energia idroelettrica e nei paesi di più recente metanizzazione (Grecia, Portogallo e Spagna).

È anche significativa la diversa concentrazione geografica delle fonti di generazione nel mercato europeo. Nel 2000, la generazione nucleare era concentrata per quasi l'80 per cento in appena tre paesi, Francia, Germania e Regno Unito, mentre la generazione da carbone lo era, per oltre l'80 per cento, in Germania, Regno Unito e Spagna. Analogamente, poco meno dell'80 per cento della generazione da gas naturale era concentrata in Regno Unito, Italia, Germania e Olanda. Il contributo del petrolio riguardava, per il 62 per cento, solo Italia e Spagna. La generazione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili era più distribuita, con poco più del 70 per cento in cinque paesi (Austria, Francia, Italia, Spagna e Svezia).

Usi finali di elettricità e gas

Il gas naturale e l'energia elettrica svolgono un ruolo crescente e determinante nel settore domestico e industriale. Nel 2000, le due fonti coprivano insieme quasi il 40 per cento dei consumi finali di energia in 15 paesi membri, passando da un valore minimo di 18-19 per cento in Grecia e Portogallo, a valori massimi compresi tra 45 e 52 per cento in Italia, Olanda e Regno Unito. La forte variabilità è attribuibile in buona parte al gas naturale, il cui contributo ai consumi finali totali mutava dai valori trascurabili di Finlandia, Grecia, Irlanda, Portogallo e Svezia a quelli elevati, prossimi al 30 per cento e oltre, in Italia, Olanda e Regno Unito. L'incidenza dell'elettricità era invece molto più uniforme, attestandosi su valori del 16-19 per cento in tutti i paesi esclusi l'Olanda, dove il gas naturale è più economico dell'elettricità in quasi tutti gli usi finali non obbligati, nonché Finlandia e Svezia, che hanno sempre privilegiato lo sviluppo elettrico anche negli usi finali di riscaldamento. Nel 2000 risultava molto variabile nei diversi paesi l'incidenza relativa del gas rispetto all'energia elettrica. Austria, Belgio, Francia, Germania e Lussemburgo presentavano un rapporto dei consumi non molto distante dalla media di 1,25 rilevata per l'Unione europea nel suo complesso; Danimarca, Finlandia, Grecia, Irlanda, Portogallo, Spagna e Svezia evidenziavano rapporti relativamente molto più bassi, inferiori a 0,9; Italia, Olanda e Regno Unito avevano rapporti molto elevati, superiori a 1,5.

Negli ultimi 20 anni, quasi tutti gli Stati membri hanno evidenziato una forte crescita degli usi finali del gas naturale, in genere in relazione inversa alla sua incidenza sui consumi finali totali. L'aumento più forte si è avuto nei paesi meno o per niente metanizzati (Danimarca, Grecia, Irlanda, Portogallo e Spagna), mentre quelli che hanno privilegiato l'energia elettrica anche per il riscaldamento di ambienti (Belgio, Finlandia, Francia, Svezia) hanno manifestato una crescita relativamente più contenuta. Solo l'Olanda ha mantenuto un consumo più o meno costante, anche in funzione dell'elevata incidenza raggiunta lì dal metano già negli anni Ottanta (45 per cento dei consumi finali nel 1985). La fase di più forte sviluppo è stata inoltre molto differenziata nel tempo, a seconda del paese.
Nei quindici Stati membri, la crescita elettrica dopo il 1985 si è mantenuta su ritmi di poco inferiori a quelli del gas (33 per cento contro 38 per cento nel periodo 1985-2000) e in genere in modo molto più uniforme tra i diversi paesi. A livello di ognuno di essi, la dinamica del gas naturale, rispetto all'elettricità, nel periodo in esame è stata pertanto assai differenziata, passando da rapporti molto bassi inferiori a 0,75 (in Belgio, Francia e Olanda) a valori superiori a 5,0 (in Danimarca, Grecia e Svezia).

Dipendenza energetica

Per l'Unione europea nel suo complesso l'autosufficienza in energia primaria, calcolata come rapporto tra energia primaria prodotta e consumata, è diminuita da valori prossimi al 60 per cento nella metà degli anni Ottanta, a poco più del 50 per cento nel 2000. Il declino si è verificato in modo più o meno marcato in quasi tutti gli Stati membri. Fanno eccezione la Danimarca, dove lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi domestici ha capovolto il grado di autosufficienza a partire dagli anni Ottanta e, marginalmente, la Francia, per via del completamento del programma nucleare. Alcuni paesi, in particolare Finlandia, Grecia, Italia, Svezia e Regno Unito, hanno tuttavia mantenuto un grado di autosufficienza relativamente costante, seppure a livelli molto diversi che vanno dal 20 per cento a valori prossimi al 100 per cento. Tra gli Stati membri con forte dipendenza dalle importazioni di energia primaria (oltre l'80 per cento nel 2000) risultano solo l'Irlanda, l'Italia e il Portogallo. Specularmente, Danimarca, Olanda e Regno Unito, tutti con rilevanti risorse di idrocarburi, evidenziano un basso grado di dipendenza, inferiore al 20 per cento.

Nonostante il crescente apporto di energia nucleare in molti paesi, è analogamente calata l'autosufficienza nella generazione elettrica. Essa, definita come quota dell'*input* primario alla generazione elettrica di origine domestica, per l'Unione europea nel suo complesso è passata dai valori superiori all'80 per cento della metà degli anni Ottanta, ai valori prossimi al 70 per cento del 2000. A livello dei singoli Stati membri si presenta una situazione analoga a quella evidenziata per l'energia primaria ma con significative differenze, soprattutto per via del diverso apporto di energia nucleare e idroelettrica. Oltre alla Danimarca e alla Francia, gli unici paesi ad avere aumentato il grado di autosufficienza nella generazione elettrica sono la Grecia e il Portogallo, con lo sfruttamento delle risorse carbonifere interne e, rispettivamente, idroelettriche. Praticamente solo l'Italia, l'Olanda, la Svezia e il Regno Unito hanno mantenuto un grado di autosufficienza relativamente costante, seppure a livelli diversi. Nel 2000 solo Irlanda, Italia e Portogallo presentavano un grado di autosufficienza degli *input* alla generazione inferiore al 30 per cento, rispetto a nove paesi con valori superiori al 60 per cento, di cui cinque superiori al 75 per cento. A questa forma di dipendenza si aggiunge anche l'effetto delle importazioni di energia elettrica, come si vedrà meglio nel seguito.

Un accenno particolare merita la dipendenza da fonti estere di gas naturale, per via del crescente apporto previsto per questa fonte, in prospettiva, in quasi

tutti gli Stati membri. A livello di Unione europea, dopo un periodo prolungato di ascesa, le riserve provate hanno raggiunto, nei primi anni Novanta, un massimo di circa 3.500 miliardi di metri cubi. Nel 2000, le riserve ammontavano a circa 3.100 miliardi di mc, di cui il 55 per cento in Olanda e il 25 per cento nel Regno Unito. Il calo delle risorse, avvenuto in parallelo all'aumento della produzione interna, ha portato anche a un rapido deterioramento del rapporto riserve/produzione, diminuito da 25 anni nel 1985 a poco più di 16 anni nel 2000. La situazione varia in modo notevole da paese a paese. A un estremo si trovano l'Olanda, dove la politica energetica ha costantemente mantenuto un rapporto stabile attorno a 30 anni; dall'altro, il Regno Unito dove si è assistito a un rapido declino del rapporto che ha oramai raggiunto valori inferiori a 9 anni. Il rapporto è aumentato significativamente solo per l'Austria. Valori minimi di 6 anni si riscontrano in Spagna, mentre in Germania e in Italia, gli unici paesi, oltre all'Olanda e al Regno Unito ad avere significative risorse, il rapporto si è assestato su valori nell'intervallo di 15-20 anni.

TAV. 1.1 **PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'ECONOMIA ENERGETICA DEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA NEL 2000**

	A	B	DK	FIN	F	DE	EL	IRL	I	L	NL	P	E	S	UK	EU 15
POPOLAZIONE (milioni)	8,1	10,2	5,3	5,2	59,4	82,1	10,6	3,8	57,7	0,4	15,9	10,0	39,5	8,9	59,7	376,8
SUPERFICIE (migliaia km²)	84	31	43	338	544	357	132	69	301	3	41	92	505	411	242	3.193
PRODOTTO INTERNO LORDO (miliardi euro)	205,2	246,5	174,5	129,5	1.400,5	2.035,0	121,4	101,9	1.150,5	20,1	397,6	112,2	602,8	248,0	1.538,0	8.483,9
DENSITÀ ABITATIVA (abitanti/km²)	96	330	124	15	109	230	80	55	191	146	388	108	78	21	246	118
PIL/ABITANTE (migliaia di euro)	23,4	22,2	30,2	23,1	21,8	22,9	10,6	24,8	18,4	42,4	23,1	10,4	14,1	25,9	23,8	20,8
CONSUMI ENERGETICI PRIMARI (Mtep)	29,1	59,9	19,7	33,8	259,1	340,9	28,9	14,8	179,9	3,6	74,8	24,9	121,4	44,5	225,5	1.460,9
CONSUMI ELETTRICI (TWh)	60,5	84,3	36,1	79,1	448,1	521,7	49,8	22,8	306,7	6,8	104,4	43,4	207,2	145,2	365,9	2.482,1
CONSUMI DI ENERGIA/ABITANTE																
Energia primaria (tep)	3,6	5,8	3,7	6,5	4,4	4,2	2,7	3,9	3,1	8,2	4,7	2,5	3,1	5,0	3,8	3,9
Energia elettrica (MWh)	7,5	8,2	6,8	15,3	7,5	6,4	4,7	6,0	5,3	15,5	6,6	4,3	5,3	16,4	6,1	6,6
CONSUMI PRIMARI/PIL (tep/euro)																
1985	171	252	162	302	200	243	208	250	156	298	239	185	198	249	189	207
2000	142	243	113	261	185	168	238	146	156	178	188	222	201	179	147	172
CONSUMI ELETTRICI/PIL (kWh/1000 euro)																
1985	302	313	229	585	302	330	219	323	231	421	253	309	322	702	258	305
2000	295	342	207	611	320	256	410	223	267	338	263	387	344	585	238	293
AUTOSUFFICIENZA (%)																
Energia primaria	35	21	134	42	49	38	37	13	18	1	77	14	25	60	120	52
Generazione elettrica	60	63	85	63	91	77	70	20	27	47	71	16	58	89	87	72
Gas naturale	24	0	156	0	4	20	0	29	23	0	152	0	1	0	111	54
RISERVE DI GAS (miliardi di mc)	24	0	144	0	11	264	1	35	200	0	1.680	0	1	0	735	3.096
RISERVE/PRODUZIONE (anni)	16	-	20	0	8	17	-	35	15	-	32	0	5	0	8	16

TAV. 1.2 **GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E USI DEL GAS NATURALE NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA 1980-2000**

GENERAZIONE ELETTRICA LORDA (TWh)	A	B	DK	FIN	F	DE	EL	IRL	I	L	NL	P	E	S	UK	EU 15
1980	**42,0**	**53,7**	**26,8**	**40,8**	**258,0**	**467,6**	**31,7**	**10,9**	**185,8**	**1,1**	**64,8**	**15,3**	**110,5**	**96,7**	**285,3**	**1.690,7**
Nucleare	0,0	12,6	0,0	7,0	61,3	55,6	0,0	0,0	2,2	0,0	4,2	0,0	5,2	26,5	37,0	211,5
Carbone	2,9	15,6	21,9	17,4	69,9	293,5	19,2	1,7	18,3	0,5	8,9	0,4	32,8	0,2	207,9	710,9
Petrolio	5,8	18,4	4,8	4,4	48,4	26,7	9,1	6,4	104,6	0,1	24,9	6,5	38,4	10,0	33,1	341,8
Gas naturale	3,8	6,0	0,0	1,7	7,0	66,0	0,0	1,6	9,2	0,2	25,8	0,0	2,9	0,0	2,1	126,4
Idroelettrica e rinnovabili	29,4	1,1	0,0	10,2	71,4	25,8	3,4	1,2	51,5	0,3	1,0	8,4	31,2	60,0	5,1	300,0
2000	**63,4**	**83,8**	**35,9**	**70,0**	**542,2**	**560,7**	**54,0**	**24,0**	**281,0**	**1,1**	**89,1**	**44,4**	**212,1**	**144,3**	**369,9**	**2.575,8**
Nucleare	0,0	47,7	0,0	22,5	415,8	168,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0	62,0	57,2	86,0	863,7
Carbone	5,5	11,1	15,8	12,5	29,1	283,9	34,6	7,0	27,1	0,0	21,4	13,8	64,1	1,8	111,3	638,9
Petrolio	3,5	1,1	3,9	0,7	10,3	5,9	8,7	5,8	88,4	0,0	7,4	10,1	21,3	2,8	5,9	175,8
Gas naturale	8,4	20,6	10,5	11,5	10,7	58,6	5,8	9,1	100,5	0,2	51,5	7,5	28,9	1,5	154,9	480,1
Idroelettrica e rinnovabili	46,1	3,2	5,7	22,8	76,4	43,8	4,8	2,1	64,9	1,0	4,9	13,0	35,8	81,0	11,8	417,3
USI DEL GAS NATURALE (miliardi di mc)																
1980	**5,3**	**10,5**	**0,0**	**0,9**	**27,8**	**68,6**	**0,0**	**0,9**	**27,5**	**0,6**	**42,3**	**0,0**	**1,6**	**0,0**	**48,2**	**234,0**
Generazione elettrica	1,1	1,9	0,0	0,4	1,7	21,2	0,0	0,5	3,0	0,1	8,0	0,0	0,8	0,0	0,7	39,3
Usi industriali	2,9	4,6	0,0	0,5	13,1	28,9	0,0	0,4	14,0	0,3	12,2	0,0	0,7	0,0	19,2	96,7
Usi finali civili e altri	1,3	4,0	0,0	0,0	13,0	18,5	0,0	0,0	10,5	0,1	22,1	0,0	0,1	0,0	28,3	98,0
2000	**7,5**	**15,7**	**5,2**	**4,2**	**40,0**	**87,2**	**2,0**	**4,1**	**69,6**	**0,0**	**48,0**	**0,0**	**16,9**	**0,9**	**100,8**	**402,1**
Generazione elettrica	2,1	3,8	2,7	2,3	0,8	16,4	1,6	2,2	21,3	0,0	14,1	0,0	4,4	0,4	30,1	102,3
Usi industriali	3,2	6,2	1,5	1,8	18,2	29,1	0,5	1,0	23,7	0,0	15,4	0,0	9,8	0,4	25,6	136,2
Usi finali civili e altri	2,2	5,7	1,0	0,1	20,9	41,8	0,0	0,8	24,6	0,0	18,5	0,0	2,8	0,2	45,1	163,7

CONFRONTO DEI PREZZI EUROPEI

Prezzi dell'energia elettrica

Le statistiche Eurostat consentono di valutare il grado di onerosità dei prezzi italiani distintamente per le diverse tipologie di consumo, specificate per livello 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 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 in ciascuno di essi i consumi hanno dimensioni assai diverse. I confronti sono effettuati in euro, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche sono relativi a quattro tipologie di consumo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh annui. I dati del luglio 2001 mostrano che gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono prezzi sia al lordo, sia al netto delle imposte molto inferiori, pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 46 e al 53 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e di 7.500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte). Mediamente lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai volumi di consumo per paese e alla loro distribuzione per le classi considerate) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 17,5 per cento (Tav. 1.3). Tale divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kW e consumi annui di 2.700 Wh, attorno a cui si addensa gran parte dell'utenza domestica.

Differenziata è la situazione per le utenze industriali (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli), dove vengono presentati dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui. Con la significativa eccezione del livello di consumo di 50 MWh annui, corrispondente all'applicazione della tariffa base per le utenze in media tensione, i prezzi italiani, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra

della media europea, con scostamenti che – diversamente da quanto rilevato nello scorso anno – tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo, oltre il 46 per cento, nel caso di una classe di consumo intermedio corrispondente ai 2 GWh annui (Tav. 1.4).

TAV. 1.3 **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

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	
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 01/00	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 01/00
AUSTRIA	16,1	11,8	-0,6	15,5	11,3	0,0
BELGIO	18,0	14,8	-1,2	17,7	14,5	0,0
DANIMARCA	30,7	15,8	0,5	24,8	11,1	5,3
FINLANDIA	16,2	12,5	8,2	11,6	8,8	5,5
FRANCIA[B]	16,1	12,8	-0,1	14,3	11,1	-0,1
GERMANIA[B]	23,2	18,4	-1,9	19,1	14,9	-0,3
GRECIA	7,9	07,3	6,6	7,4	6,9	6,6
IRLANDA	15,5	13,8	0,0	12,8	11,4	0,0
ITALIA[A]	**9,1**	**8,3**	10,6	**9,5**	**8,6**	10,1
LUSSEMBURGO	22,5	20,7	-1,1	16,9	15,4	-1,7
NORVEGIA	38,2	29,4	14,0	22,8	17,0	18,6
OLANDA[B] [D]	16,6	15,9	7,6	17,0	11,2	-3,9
PORTOGALLO	12,9	12,2	1,2	14,8	14,0	1,3
REGNO UNITO[B]	20,1	19,1	1,7	15,7	14,9	3,3
SPAGNA	13,4	11,0	-4,0	13,4	11,0	-4,0
SVEZIA	24,2	16,0	15,6	16,2	10,1	15,6
MEDIA EUROPEA PONDERATA[C]	*19,2*	*15,6*	*2,3*	*15,8*	*12,5*	*2,6*
ITALIA: scostamento[E]	*-52,7*	*-47,1*	–	*-40,1*	*-31,5*	–

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.3 (SEGUE) **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

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	
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 01/00	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 01/00
AUSTRIA	13,2	9,4	-0,8	13,3	9,5	-0,8
BELGIO	14,5	11,8	1,5	13,7	11,2	2,3
DANIMARCA	21,1	8,1	13,6	19,9	7,2	16,6
FINLANDIA	9,0	6,7	3,6	7,6	5,5	2,0
FRANCIA[B]	11,5	9,1	0,0	11,2	8,9	0,0
GERMANIA[B]	16,1	12,3	1,1	14,8	11,1	1,3
GRECIA	6,3	5,9	6,6	7,2	6,6	7,2
IRLANDA	8,9	7,9	0,0	8,6	7,6	0,0
ITALIA[A]	**19,6**	**15,5**	-6,5	**19,1**	**15,0**	-0,9
LUSSEMBURGO	12,6	11,4	8,5	11,5	10,4	2,0
NORVEGIA	12,7	8,8	30,1	9,9	6,6	40,2
OLANDA[D]	15,9	8,9	-2,8	15,9	8,1	-4,3
PORTOGALLO	12,6	12,0	0,5	11,2	10,6	0,4
REGNO UNITO[B]	11,4	10,8	2,6	10,3	9,8	1,3
SPAGNA	10,5	8,6	-4,0	9,6	7,9	-4,0
SVEZIA	10,9	6,3	15,6	10,3	5,8	14,5
MEDIA EUROPEA PONDERATA[C]	*13,4*	*10,4*	*1,2*	*12,5*	*9,6*	*1,8*
ITALIA: scostamento[E]	*46,4*	*49,3*	–	*52,9*	*56,9*	–

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.3 (SEGUE) **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	MEDIA PONDERATA CLASSI DI CONSUMO AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	centesimi di euro/kWh	VAR. % 01/00
AUSTRIA	10,1	-0,6
BELGIO	12,6	0,9
DANIMARCA	9,6	8,7
FINLANDIA	7,7	4,9
FRANCIA(B)	9,9	-0,1
GERMANIA(B)	13,4	0,3
GRECIA	6,4	6,7
IRLANDA	9,3	0,0
ITALIA(A)	13,4	-2,8
LUSSEMBURGO	13,3	3,5
NORVEGIA	12,8	26,1
OLANDA(D)	10,2	-0,7
PORTOGALLO	12,0	0,7
REGNO UNITO(B)	12,5	4,7
SPAGNA	9,2	-4,0
SVEZIA	8,3	-3,6
MEDIA EUROPEA PONDERATA(C)	*11,4*	*1,7*
ITALIA: scostamento(E)	*17,5*	–

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Mediamente lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai soli volumi di consumo per paese) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 19 per cento (Tav. 1.5)
Al netto delle imposte il divario con il valore medio è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevato per i grandi consumatori, come conseguenza della minore incidenza fiscale.

Occorre infine rilevare che i dati dell'Italia presentati nelle tavole includono le componenti relative al finanziamento tariffario degli oneri generali di sistema, che l'Eurostat invece colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo.

L'andamento fra il luglio 2000 e il luglio 2001

Se nello scorso anno l'andamento dei prezzi dell'elettricità mostrava i primi effetti dell'apertura del mercato in quasi tutti i paesi europei, nel corso dell'ultimo anno esso riflette l'azione congiunta di più elementi. La variazione congiunturale del valore medio europeo ha risentito dell'apprezzamento del petrolio sui mercati internazionali, ma la *performance* dei vari paesi appare differenziata in funzione di diversi fattori di natura strutturale e istituzionale.

Per le utenze domestiche, il lieve incremento della media europea riguarda tutte le tipologie di consumo; si sottraggono a tale tendenza Italia, Spagna e Svezia (Tav. 1.3), come effetto di politiche tariffarie e di promozione della concorrenza. L'Italia registra una crescita tendenziale dei prezzi per le tipologie con consumi più bassi e specularmente una flessione per quelle con consumi più elevati. Tale andamento va attribuito anche alla riforma tariffaria introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas a partire dall'1 gennaio 2000, che ha teso a riequilibrare l'onere complessivo anche attraverso un graduale ripristino della responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi nel caso delle utenze domestiche agevolate.

Per le utenze industriali, la diminuzione dei prezzi in Europa non ha riguardato tutte le tipologie di consumo, ma si è concentrata sui livelli di consumo più bassi. Contribuisce a tale risultato anche la *performance* italiana, che ha visto soprattutto per le utenze con consumi di 50 e 160 kWh annui decrescere fortemente i prezzi, come effetto della riforma tariffaria. Significativi decrementi si registrano anche in Austria, Svezia, Spagna e Regno Unito per l'introduzione o il completamento di importanti riforme strutturali. Si è invece arrestata la tendenza al ribasso che aveva caratterizzato i prezzi in Germania nello scorso biennio a seguito della liberalizzazione della domanda e che, peraltro, non era stata tale da ridurre significativamente il differenziale dei prezzi tedeschi con la media europea (Tav. 1.4).

TAV. 1.4 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	50.000 kWh anno (50 kW, 1.000 h)			160.000 kWh anno (100 kW, 1.600 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01
AUSTRIA	11,5	10,2	-19,5	11,0	9,4	-9,1
BELGIO	12,9	12,8	-12,7	11,2	11,1	-5,7
DANIMARCA	7,2	6,5	17,2	6,8	6,1	16,6
FINLANDIA	5,9	5,4	-0,2	5,5	5,1	1,6
FRANCIA[B]	8,8	8,5	-0,2	8,1	7,8	-0,1
GERMANIA[B]	13,9	13,3	-1,1	11,1	10,7	0,1
GRECIA	8,7	8,7	6,6	8,0	8,0	6,6
IRLANDA	12,6	12,6	0,0	10,9	10,9	0,0
ITALIA[A]	10,0	8,6	-36,5	11,7	10,4	-7,6
LUSSEMBURGO	12,6	12,0	-7,8	9,8	9,3	-7,6
OLANDA[B]	5,7	5,7	20,5	6,1	6,1	19,1
NORVEGIA	13,3	10,6	36,6	9,7	8,4	-19,2
PORTOGALLO	10,5	10,5	1,2	8,6	8,6	1,2
REGNO UNITO[C]	11,9	11,2	-4,5	11,0	10,4	0,5
SPAGNA	10,3	9,8	0,0	7,2	6,9	-8,4
SVEZIA	4,1	4,1	-15,5	3,9	3,9	-13,1
MEDIA EUROPEA PONDERATA[D]	*10,5*	*9,9*	*-6,4*	*9,4*	*8,9*	*-2,5*
ITALIA: scostamento[E]	*-5,2*	*-12,4*	–	*24,6*	*17,7*	–

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.
(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.4 (SEGUE) **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	2 GWh anno (500 kW, 4.000 h)			10 GWh anno (2.500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01
AUSTRIA	–	–	–	–	–	–
BELGIO	7,7	7,7	1,0	7,1	7,0	0,7
DANIMARCA	6,3	5,6	13,8	–	–	–
FINLANDIA	4,2	3,8	1,4	4,2	3,8	1,8
FRANCIA[B]	5,5	5,5	0,9	5,5	5,5	0,9
GERMANIA[B]	7,2	6,8	1,1	6,7	6,4	0,0
GRECIA	5,9	5,9	6,6	5,9	5,9	6,6
IRLANDA	6,6	6,6	0,0	6,2	6,2	-0,1
ITALIA	**10,5**	**9,2**	7,1	**9,6**	**9,1**	5,5
LUSSEMBURGO	6,8	6,4	-7,9	4,6	4,4	-16,1
OLANDA[B]	4,2	4,2	28,2	3,6	3,6	24,2
NORVEGIA	6,6	6,2	-8,5	–	–	–
PORTOGALLO	6,5	6,5	1,2	6,5	6,5	1,2
REGNO UNITO[C]	6,9	6,4	-11,2	6,3	5,7	-10,5
SPAGNA	5,8	5,5	-13,5	5,4	5,1	-13,6
SVEZIA	3,8	3,8	6,4	3,3	3,3	9,8
MEDIA EUROPEA PONDERATA[D]	*6,7*	*6,3*	*-0,3*	*6,3*	*6,0*	*0,3*
ITALIA: scostamento[E]	*56,1*	*45,9*	–	*53,4*	*51,7*	–

CONTINUA

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.
(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.4 (SEGUE) **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	24 GWh anno (4.000 kW, 6.000 h)			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		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	Var. % 00/01
AUSTRIA	–	–	–	–	–	–	–	–	–
BELGIO	5,9	5,9	1,7	5,2	5,2	1,9	4,5	4,5	2,8
DANIMARCA	–	–	–	–	–	–	–	–	–
FINLANDIA	3,8	3,4	1,9	3,2	2,7	1,8	3,0	2,6	2,2
FRANCIA(B)	4,8	4,8	1,7	–	–	–	–	–	–
GERMANIA(B)	5,6	5,3	2,0	6,0	5,6	1,5	5,3	4,9	2,7
GRECIA	5,0	5,0	6,6	4,7	4,7	6,6	4,1	4,1	6,5
IRLANDA	5,3	5,3	0,1	5,3	5,3	-0,1	4,9	4,9	0,1
ITALIA	**8,1**	**8,0**	5,1	**7,3**	**7,2**	3,9	**7,1**	**7,0**	11,8
LUSSEMBURGO	4,0	3,8	-11,5	4,2	4,0	-7,9	3,8	3,6	-6,4
OLANDA(B)	3,0	3,0	32,6	2,8	2,8	33,9	2,8	2,8	35,2
NORVEGIA	–	–	–	–	–	–	–	–	–
PORTOGALLO	5,3	5,3	1,0	4,8	4,8	1,2	4,4	4,4	1,2
REGNO UNITO(C)	5,8	5,2	-11,2	5,6	5,0	-7,8	5,3	4,7	-7,8
SPAGNA	5,1	4,9	-8,9	5,0	4,8	-10,5	4,9	4,7	-5,6
SVEZIA	3,1	3,1	13,5	3,2	3,2	12,5	3,0	3,0	14,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA(D)	*5,4*	*5,2*	*2,5*	*5,4*	*5,2*	*1,3*	*5,0*	*4,8*	*5,0*
ITALIA: scostamento(E)	*50,7*	*53,5*	–	*35,2*	*40,0*	–	*42,1*	*47,5*	–

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.
(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.5 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NEI PAESI EUROPEI VALORI MEDI**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	MEDIA ARITMETICA CLASSI DI CONSUMO[A]	
	centesimi di euro/kWh	Var. % 00/01
AUSTRIA	10,0	-16,3
BELGIO	8,4	-4,5
DANIMARCA	6,1	15,6
FINLANDIA	4,1	1,1
FRANCIA[B]	6,7	0,2
GERMANIA[B]	8,3	0,7
GRECIA	6,4	6,7
IRLANDA	8,1	–
ITALIA	**9,2**	-5,6
LUSSEMBURGO	7,1	-8,0
OLANDA[B]	4,3	28,3
NORVEGIA	8,8	8,0
PORTOGALLO	7,2	1,2
REGNO UNITO	7,4	-6,7
SPAGNA	6,4	-7,2
SVEZIA	3,6	-9,8
MEDIA EUROPEA PONDERATA[C]	*7,7*	*7,1*
ITALIA: scostamento[D]	*18,9*	–

(A) La media aritmetica è stata calcolata su tutte le 9 tipologie di consumo rilevate dall'Eurostat.
(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.
(D) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Al fine di disporre di confronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia al caso dell'energia elettrica, i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la fonte Eurostat. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate da essa, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati all'1 luglio 2001. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo, sempre da fonte Eurostat.

I prezzi italiani sono 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 valutarne più correttamente l'onerosità, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in euro/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.

Per le piccole utenze domestiche, prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 1.6). Diverso è il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi annui di circa 2.200 mc per gas a uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei e risulta del 49 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (8 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi circa 3.300 mc, che risultano superiori del 53 per cento alla media ponderata (11 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è superiore di oltre due volte quella media europea.

TAV. 1.6 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001; potere calorifico kcal/mc=9.100.

PAESI	8,37 GJ (217,62 mc)(A)			83,7 GJ (2.176,2 mc)(B)			125,6 GJ (3.265,6 mc)(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00
AUSTRIA	70,1	54,3	24,9	45,1	33,4	10,0	43,8	32,3	9,3	54,2	41,0	16,4
BELGIO	72,6	58,7	4,3	42,1	33,5	6,2	40,5	32,2	6,4	55,7	44,7	5,1
DANIMARCA	106,9	60,1	-54,5	75,0	34,6	-59,5	75,0	34,6	-56,1	83,0	41,0	–
FRANCIA(C)	67,5	62,2	20,9	41,2	35,4	23,2	38,9	33,5	23,7	51,9	46,0	21,9
GERMANIA(C)	84,9	69,5	13,7	50,1	39,5	25,3	47,6	37,3	27,0	63,0	50,6	19,2
IRLANDA	74,2	66,0	-0,4	31,2	27,7	0,5	28,6	25,4	-0,8	48,9	43,5	-0,1
ITALIA(C)	**56,9**	**47,3**	5,0	**67,3**	**39,6**	6,1	**67,2**	**38,9**	6,1	**61,7**	**42,2**	5,7
LUSSEMBURGO	58,3	55,0	6,3	31,2	29,4	12,5	30,7	29,0	12,7	42,9	40,4	8,8
OLANDA(D)	24,9	50,5	5,2	41,9	25,5	11,7	42,5	24,5	11,8	35,9	34,3	8,1
REGNO UNITO	42,9	40,8	–	27,1	25,8	–	26,1	24,9	–	33,8	32,2	–
SPAGNA	69,1	59,6	5,8	48,0	41,4	6,0	46,7	40,2	6,0	56,2	48,4	5,9
SVEZIA	82,5	52,8	31,7	64,3	37,9	39,8	63,9	37,6	44,1	71,0	43,4	23,7
MEDIA EUROPEA PONDERATA	*59,5*	*58,3*	*10,6*	*45,0*	*36,6*	*15,1*	*43,9*	*35,2*	*15,6*	*50,5*	*44,0*	*10,9*
ITALIA: scostamento(E)	*-4,4*	*-18,9*	–	*49,6*	*8,2*	–	*53,1*	*10,5*	–	*22,2*	*-4,1*	–

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.
(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.
(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(D) Dall'1 gennaio 2001 sulle utenze con consumi di 217,62 mc grava un corrispettivo di interconnessione. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte sono superiori a quelli al lordo.
(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Anche per l'utenza industriale, il confronto dei prezzi italiani con la media europea fornisce un quadro articolato. In termini generali, per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccoli esercizi commerciali e industriali, i prezzi sono tra i più elevati in Europa. Il divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiori (Tav. 1.7).

L'incidenza fiscale risulta sempre più bassa della media europea, che risente dell'elevata fiscalità/prelievo ambientale in Olanda, Austria e Svezia.

TAV. 1.7 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001; potere calorifico kcal/mc = 9.100

PAESI	418,6 GJ (o 10.883,6 mc)(A)			4.186 GJ (o 108.836 mc)(B)			41.860 GJ (o 1.088.360 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	
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00
AUSTRIA	35,1	30,9	8,3	30,9	26,8	17,0	25,3	21,1	22,2
BELGIO(E)	31,2	29,9	6,1	24,4	24,4	5,9	21,6	21,6	10,2
DANIMARCA	36,9	34,6	4,8	35,3	33,0	5,0	23,1	20,8	-4,9
FINLANDIA	–	–	–	34,3	32,6	20,4	27,9	26,2	28,3
FRANCIA	30,0	30,3	25,4	25,5	25,5	25,7	21,0	20,3	8,6
GERMANIA(E)	37,0	34,8	29,5	33,3	31,1	26,7	32,0	29,7	28,4
IRLANDA	27,0	27,0	-0,2	21,6	21,6	-0,9	18,3	18,3	21,9
ITALIA(E)	**37,3**	**35,6**	-1,8	**29,7**	**27,9**	8,3	**27,5**	**25,7**	28,2
LUSSEMBURGO	28,7	28,7	12,8	26,9	26,9	13,8	26,6	26,6	14,0
OLANDA	32,5	23,2	12,1	30,1	22,7	12,4	21,3	18,5	3,1
REGNO UNITO(E)	25,5	23,1	23,3	23,6	21,2	25,7	22,0	19,6	42,7
SPAGNA	32,1	32,1	-1,4	19,3	19,3	-2,2	18,0	18,0	-2,4
SVEZIA	40,2	32,1	24,1	35,9	27,9	16,6	33,1	25,2	15,5
MEDIA EUROPEA PONDERATA	*34,1*	*30,9*	*13,8*	*29,6*	*27,2*	*18,6*	*25,8*	*24,0*	*18,8*
ITALIA: scostamento(F)	*9,4*	*15,2*	–	*0,3*	*2,6*	–	*6,6*	*7,1*	–

CONTINUA

(A) Senza fattore di carico.
(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1600 ore.
(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4000 ore.
(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(F) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.7 (SEGUE) **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001; potere calorifico kcal/mc= 9.100

PAESI	418.600 GJ (o 10 883 600 mc) (D)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00
AUSTRIA	23,2	19,1	14,3	26,7	22,6	14,6
BELGIO(F)	18,6	18,6	12,1	22,0	21,8	9,3
DANIMARCA	18,7	16,4	-13,7	26,0	23,7	-3,1
FINLANDIA	19,2	17,5	5,6	20,1	18,7	7,8
FRANCIA	18,0	16,8	7,1	22,1	21,5	15,0
GERMANIA(E)	26,9	24,7	24,4	31,1	28,9	27,4
IRLANDA	–	–	–	21,3	21,3	8,0
ITALIA(E)	**22,6**	**21,3**	25,8	**27,6**	**26,0**	15,9
LUSSEMBURGO	26,1	26,1	14,3	26,8	26,8	13,9
OLANDA	–	–	–	26,3	20,7	8,0
REGNO UNITO(E)	19,6	17,2	37,8	22,1	19,6	38,7
SPAGNA	17,4	17,4	-2,5	20,2	20,2	-2,1
SVEZIA	31,1	21,2	14,3	34,4	25,5	1,7
MEDIA EUROPEA PONDERATA	*22,5*	*20,9*	*18,2*	*26,3*	*24,4*	*17,5*
ITALIA: scostamento(F)	*0,4*	*1,9*	–	*4,9*	*6,6*	–

(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) media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione;
(F) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

L'andamento fra luglio 2000 e luglio 2001

Il confronto a distanza di un anno è stato effettuato in modo omogeneo, considerando lo stesso numero di paesi e di tipologie di consumo e applicando la medesima struttura di ponderazione. L'andamento dei prezzi nel corso dell'ultimo anno riflette la risalita delle quotazioni internazionali del prezzo del gas, che si è inevitabilmente riverberato sui prezzi delle forniture finali in tutti i paesi importatori di gas. Al luglio 2001 il recepimento della Direttiva europea 98/30/CE sul mercato interno del gas si era compiuto solo in alcuni paesi europei e non appariva pertanto ancora in grado di produrre quei cambiamenti strutturali alla base di possibili riduzioni dei prezzi.

Per le utenze domestiche (Tav. 1.6) l'aumento delle medie europee dei prezzi al netto delle imposte riguarda tutte le tipologie di consumo e appare indifferenziato rispetto alla natura importatrice o esportatrice dei paesi. Mediamente l'incremento è risultato dell'11 per cento; l'Italia registra l'incremento meno sostenuto grazie anche all'effetto del meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità, applicato alle utenze domestiche e industriali con bassi consumi, che ha smussato nel tempo l'impatto della rapida risalita delle quotazioni petrolifere.

Per le utenze industriali (Tav. 1.7) l'innalzamento dei prezzi al netto delle imposte in Europa riguarda tutte le tipologie di consumo e appare assai più sostenuto, risultando compreso tra l'11 e il 19 per cento circa (mediamente del 18 per cento). Anche in questo caso, l'andamento dei prezzi in Italia è meno pronunciato rispetto a quello degli altri paesi per le stesse ragioni sopra indicate. Le variazioni dei prezzi sono state maggiori per le utenze con consumi elevati, le cui tariffe vengono fissate liberamente all'interno di accordi quadro tra le associazioni di categoria dei consumatori e dei fornitori di gas.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA E AMBIENTALE DELL'UNIONE EUROPEA

La politica energetica e ambientale dell'Unione europea, in questo ultimo anno, si è trovata di fronte alla necessità di sostenere una difficile sfida: quella di combinare i crescenti consumi energetici degli Stati membri con la necessità sia di garantire la sicurezza di approvvigionamenti, sia di soddisfare le richieste di protezione e salvaguardia dell'ambiente avanzate dalla cittadinanza e sancite dagli obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti siglati a livello internazionale.

Nell'ultimo decennio, i consumi energetici dell'Europa dei 15 sono aumentati del 10 per cento circa, portando la dipendenza energetica da fornitori extraeuropei al 50 per cento del fabbisogno. Con i presenti tassi di crescita dei consumi e sfruttamento delle risorse autoctone, le importazioni di prodotti energetici ammonteranno, nel prossimo trentennio, al 70 per cento circa del fabbisogno.

Anche l'allargamento dell'Unione europea ai paesi dell'Est non porterà significative risorse energetiche a disposizione dell'Unione. La consapevolezza di una crescente dipendenza dall'estero ha condotto la Commissione europea ad adottare, nel novembre del 2000, il Libro verde *Verso una strategia per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici*, documento di orientamento delle politiche energetiche degli Stati membri che, a un anno di distanza e in un mutato clima internazionale, rivela la propria centralità nelle politiche dell'Unione.

Sul versante ambientale l'Unione europea è impegnata a favorire un processo in cui la crescita economica e la gestione dei consumi energetici siano orientati a garantire il rispetto del principio di sostenibilità; ovvero di uno sviluppo economico che assicuri nel contempo il miglioramento dell'ambiente e la protezione delle risorse naturali. Il principio di sostenibilità dello sviluppo ribadito nel giugno 2001, a Göteborg, dal Consiglio europeo vede le azioni dell'Unione svilupparsi su tre livelli:

- a livello locale la politica europea nel 2001 mira alla modifica di due Direttive comunitarie cruciali nel settore energetico: la Direttiva che istituisce la valutazione d'impatto ambientale (85/337/CE) e quella che sancisce il principio del controllo integrato dell'inquinamento (96/61/CE). Entrambe le Direttive, infatti, per permettere la ratifica della Convenzione di Aarhus UN/ECE sull'accesso all'informazione, la pubblica partecipazione e l'accesso

alla giustizia in materia ambientale, necessitano di integrazioni tali da consentire ai cittadini e alle loro associazioni un intervento maggiore nella stesura di piani e programmi in materia ambientale. La proposta di modifica delle Direttive è stata presentata, al Parlamento europeo e al Consiglio, dalla Commissione il 12 dicembre 2001 (COM (2001) 779);

- a livello macroregionale l'adesione degli Stati membri al Protocollo di Göteborg per l'abbattimento degli inquinanti responsabili di eutrofizzazione e acidificazione, di cui il settore energetico è il maggiore responsabile, ha portato il Parlamento europeo ad approvare il 23 ottobre 2001 due Direttive che introducono nuovi limiti di emissione nazionali e settoriali;
- a livello globale il Consiglio dei ministri dell'ambiente il 4 marzo 2002 ha approvato una decisione di notifica del Protocollo di Kyoto che, una volta in vigore, vincola l'Europa entro il 2008-2012 alla riduzione dell'8 per cento delle emissioni di gas serra rispetto al 1990.

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

Perseguire una politica finalizzata a garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti non significa necessariamente incrementare la propria autonomia o diminuire la propria dipendenza, quanto piuttosto ridurre i rischi connessi con quest'ultima. La chiave della soluzione avanzata dall'Unione europea risiede pertanto nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento, nello sviluppo di quelle rinnovabili e nella promozione dell'efficienza energetica.

La Conferenza di Barcellona sull'energia e i trasporti, tenutasi in preparazione del Consiglio europeo del marzo 2002, ha individuato nella centralità delle politiche di gestione della domanda lo strumento più efficiente per conciliare crescita dei servizi legati all'energia, ambiente e sicurezza degli approvvigionamenti; inoltre, è tornata ad affermare come la diversificazione delle fonti sul lato degli approvvigionamenti debba comunque confrontarsi con complesse istanze di carattere ambientale ed economico.

I lavori della Conferenza rimangono in sintonia con i risultati del citato Libro verde: da un lato, il crescente ricorso al gas naturale, soprattutto nella generazione termoelettrica grazie a tecnologie particolarmente efficienti e a limitato impatto ambientale, sta dirigendo l'Europa verso una maggiore esposizione ai rischi derivati dagli approvvigionamenti esteri, data la forte dipendenza da due soli paesi, l'ex URSS con il 41 per cento delle importazioni e l'Algeria con il 29 per cento. In quest'ottica, l'Unione europea auspica un maggiore ricorso a pra-

tiche di liquefazione di gas naturale permettendo una moltiplicazione del numero di fornitori. Dall'altro, le fonti energetiche che garantiscono una più facile differenziazione degli approvvigionamenti non offrono sufficienti garanzie, in termini di sostenibilità ambientale e sociale: un maggiore ricorso ai combustibili solidi non è a oggi perseguibile per la difficoltà di abbattere significativamente le emissioni di gas serra. L'Unione europea, al fine di preservare una maggiore diversificazione, mira comunque a mantenere il presente livello di consumi di carbone, promuovendo l'installazione di tecnologie di combustione pulita e la ricerca di tecniche che ne facilitino l'uso, quali la gassificazione, e ne riducano l'emissione di gas serra tramite "sequestro di anidride carbonica" (CO_2).

Il ricorso all'energia nucleare, giustificato in termini sia di sicurezza degli approvvigionamenti sia di abbattimento delle emissioni di CO_2, non sembra riscuotere il consenso sufficiente a permettere ulteriori investimenti e installazioni. Il problema irrisolto dei residui e la difficoltà di localizzazione di nuovi impianti sono a oggi ostacoli tali da spingere cinque, su otto Stati membri nuclearizzati dell'Unione, ad adottare una moratoria. A fronte di questa difficoltà occorre registrare l'emergere di posizioni di segno opposto, tendenti ad assegnare nuova centralità all'energia nucleare. In tale direzione sembrano andare sia alcune dichiarazioni del Commissario per l'energia e i trasporti dell'Unione europea, sia i programmi di politica energetica del Regno Unito, la Finlandia e, fuori dall'Europa, quelli degli Stati Uniti, del Giappone e della Russia.

In un panorama di difficile gestione delle energie convenzionali, lo sviluppo delle energie rinnovabili rappresenta un contributo a garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti e della protezione dell'ambiente. Il ricorso alle fonti rinnovabili, tuttavia, non è sempre auspicabile dal punto di vista economico.

Il settore delle energie rinnovabili è stato quello in cui, in modo particolare negli ultimi anni, l'Unione europea è intervenuta nella normativa di supporto con:

- la pubblicazione di un Libro bianco (*Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*, per una strategia e un piano di azione della Comunità; COM/97/0599) che raccomanda ai paesi membri un raddoppio del ricorso a fonti energetiche rinnovabili (fino al 12 per cento dei fabbisogni energetici nazionali) entro il 2010;
- l'inclusione delle energie rinnovabili tra i settori ai quali possono essere riconosciuti incentivi di Stato per la protezione dell'ambiente (Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente, 2001/C37/03; Gazzetta Ufficiale del 3 febbraio 2001);

- l'approvazione di una Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva europea 2001/77/CE del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) che stabilisce l'obiettivo indicativo di produrre il 22 per cento dell'energia elettrica da impianti rinnovabili entro il 2010.

Sull'elemento chiave dell'efficienza energetica, evidenziato dal Libro verde, la Commissione europea non ha, nel 2001, avanzato programmi o proposte ulteriori rispetto alle *Linee guida* sulla promozione dell'efficienza energetica pubblicate nel marzo del 2000; ha così lasciato agli Stati membri la facoltà di introdurre strumenti di promozione per l'uso intelligente dell'energia.

L'armonizzazione fiscale come strumento di politica energetica ambientale

La diversità dei trattamenti fiscali dei prodotti energetici, in vigore nei diversi Stati membri, risulta uno dei nodi più importanti e difficili da sciogliere nel processo di integrazione economica dell'Unione; rende inoltre più difficile l'elaborazione di orientamenti comuni indirizzati agli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, attraverso sia la diversificazione delle fonti sia la promozione delle energie rinnovabili e l'uso efficiente dell'energia.

Uno degli strumenti di maggiore efficacia per conciliare politica energetica e obbiettivi ambientali risiede nell'armonizzazione fiscale dei prodotti energetici all'interno dellUnione. Una proposta di direttiva in tale senso era stata avanzata nel 1997 (*Proposal of a Council Directive Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*; COM(97)30) senza tuttavia trovare concreta applicazione nella normativa comunitaria.

Le politiche fiscali degli Stati membri restano pertanto disallineate, come mostrano i marcati differenziali nell'incidenza della fiscalità energetica, nei due settori dell'energia elettrica e del gas e nelle aliquote IVA (Tav. 1.8).

TAV. 1.8 **INCIDENZA FISCALE NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS E ALIQUOTE IVA NEGLI STATI MEMBRI**

Anno 2000; valori percentuali.

PAESE	ALIQUOTA ORDINARIA IVA	INCIDENZA FISCALE GAS NATURALE	INCIDENZA FISCALE ENERGIA ELETTRICA
AUSTRIA	20	20	20
BELGIO	21	21	21
DANIMARCA	25	25	25
FINLANDIA	25	25	25
FRANCIA	19,6	19,6	19,6
GERMANIA	16	16	16
REGNO UNITO	17,5	5	5
GRECIA	18	8	8
IRLANDA	21	12,5	12,5
ITALIA	20	20(A)	10
LUSSEMBURGO	15	6	6
OLANDA	17,5	17,5	17,5
PORTOGALLO	17	17	5
SPAGNA	16	16	16
SVEZIA	25	25	25

(A) Nel Libro verde è riportata l'aliquota del 10 per cento; tuttavia tale aliquota si applica unicamente per l'uso "cottura cibi e produzione di acqua calda".

Fonte: *European Commission; Green paper "Towards a European strategy for the security of energy supply"*, 2000.

Anche la nuova generazione di riforme fiscali "verdi" ha seguito processi nazionali divergenti rispetto alla proposta di armonizzazione fiscale auspicata in sede comunitaria.

Negli ultimi anni in alcuni paesi dell'Unione europea, si è assistito a una progressiva introduzione della cosiddetta *carbon tax* con differenti modalità di applicazione paese per paese. Le caratteristiche comuni di questi innovativi strumenti fiscali sono riconducibili a due caratteristiche: l'introduzione della *carbon tax* non prevede un aumento della pressione fiscale complessiva, ma una sua graduale ridistribuzione in base a criteri di emissione di CO_2; parte del suo gettito è indirizzato alla riduzione degli oneri sociali gravanti sul costo del lavoro e parte alla promozione di politiche mirate alla riduzione dei gas serra.

I primi paesi europei ad avere introdotto nei propri regimi misure fiscali inquadrabili nella definizione di *carbon tax* sono stati l'Olanda e la Danimarca (1996), la Svezia e la Finlandia (1997). In Italia e Germania la *carbon tax* è stata introdotta nel 1999, rispettivamente con la legge 23 dicembre 1998, n. 488 e con la *Environmental Tax Reform*. Nel Regno Unito dall'1 aprile 2001, è stata introdotta, per i soli consumi non domestici di energia, la *climate change levy*, mentre in Francia il progetto di introduzione della *carbon tax* è stato annunciato e poi rimandato per compensare gli aumenti dei prezzi del petrolio sui mercati mondiali.

Anche l'evoluzione e l'allocazione dei gettiti della *carbon tax* hanno assunto dinamiche nazionali; per esempio, nel nostro paese gli aumenti della tassazione dei prodotti energetici, come inizialmente previsto dalla riforma fiscale, non si sono verificati lasciando il prelievo alle aliquote del 1999. Nel 2001 sono stati distribuiti, come stabilito dal decreto del Ministro dell'ambiente del 20 luglio 2000, n. 337, i fondi relativi al gettito della *carbon tax* del 1999 (1.500 miliardi di lire circa). I finanziamenti destinati a programmi per il contenimento delle emissioni dei gas serra hanno raggiunto 290 miliardi di lire.

Politica ambientale in campo energetico e fonti rinnovabili di energia

Nel 2001 l'Unione europea ha mostrato particolare determinazione a conseguire obiettivi di miglioramento ambientale nei settori che, con l'emissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera partecipano maggiormente alle esternalità ambientali connesse con il consumo di energia.

In questo ambito, le azioni dell'Unione europea sono finalizzate al perseguimento degli obbiettivi del Protocollo di Göteborg del 1999 per l'abbattimento delle emissioni responsabili dei processi di acidificazione ed eutrofizzazione, e del Protocollo di Kyoto per la riduzione delle emissioni mondiali di gas serra.

Verso la ratifica del Protocollo di Göteborg

Il Protocollo di Göteborg, di prossima ratifica da parte degli Stati membri dell'Unione europea, è un'estensione della convenzione del 1979 sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero e introduce nuovi limiti nell'emissione di inquinanti responsabili dell'acidificazione ed eutrofizzazione, quali biossido di zolfo (SO_2), ossidi di azoto (NO_X), ammoniaca (NH_3) e composti organici volatili (COV). Il Protocollo individua alcune soglie massime di emissione per i paesi firmatari e dedica particolare attenzione ai limiti di emissione dei grandi impianti di combustione.

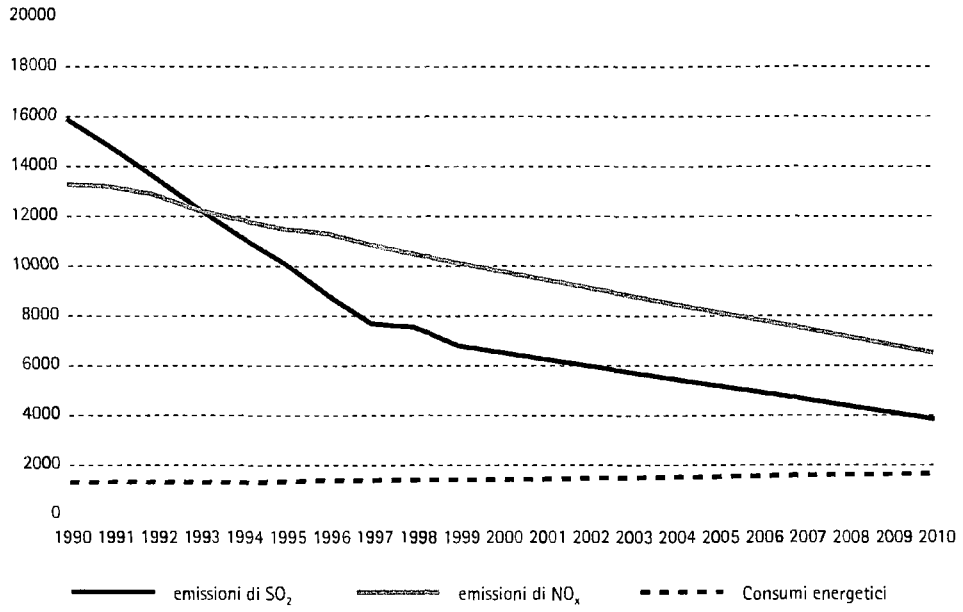
Nell'ottobre 2001 il Parlamento europeo ha approvato due Direttive comunitarie che introducono nella legislazione europea i nuovi limiti di emissione individuati a Göteborg, prima dell'effettiva ratifica del protocollo.
Una prima Direttiva (2001/81/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici) impone agli Stati membri di abbattere le emissioni dei quattro inquinanti a livelli leggermente inferiori a quelli individuati dal Protocollo. In particolare, vengono ulteriormente ridotti gli obiettivi richiesti dal Protocollo di Oslo (1994) per le emissioni di SO_2, dal Protocollo di Sofia (1988) per le emissioni di NO_X e dal Protocollo di Ginevra (1991) per le emissioni di COV.
Una seconda Direttiva (2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione) interviene sugli strumenti necessari per raggiungere gli obbiettivi a integrazione della una precedente Direttiva 88/609/CE del Consiglio del 24 novembre 1988, concernente la limitazione delle emissioni di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione. La Direttiva 2001/80/CE rivede la regolazione delle emissioni

sui grossi impianti di combustione (tra cui le centrali di generazione termoelettrica maggiori di 50 MW), con nuovi limiti, differenziati per combustibile e potenza dell'impianto, e include, per la prima volta, limiti restrittivi per gli impianti entrati in funzione prima del 1987.

I cambiamenti avvenuti nell'ultimo decennio nell'industria elettrica europea (maggiore impiego di gas naturale e adozione di tecnologie pulite per la combustione dei combustibili fossili e solidi) hanno permesso la continua diminuzione delle emissioni di SO_2 e NO_x nel rispetto degli obiettivi individuati dai rispettivi Protocolli. Gli effetti delle due recenti Direttive dovrebbero permettere la continuazione del percorso di miglioramento della qualità ambientale dell'aria, nonostante il continuo aumento dei consumi energetici dell'Unione europea (Fig. 1.1 e Fig. 1.2).

FIG. 1.1 CONSUMI ENERGETICI DELL'UNIONE EUROPEA IN RELAZIONE ALLE EMISSIONI INQUINANTI DI NO_X E SO_2

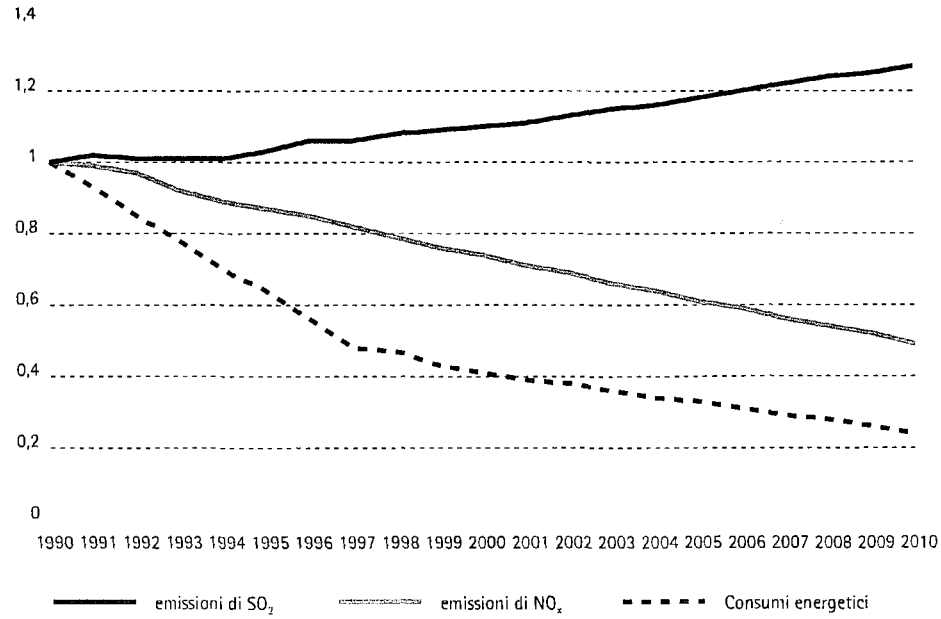
Consumi energetici in Mtoe ed emissioni di SO_2 e NO_x in Ktonn; 1990-2010



Fonte: Elaborazioni su dati European Environment Agency.

FIG. 1.2 INDICI DEI CONSUMI ENERGETICI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI DELL'UNIONE EUROPEA

Indici 1990 = 1; 1990-2010



Fonte: Elaborazioni su dati European Environment Agency.

L'Europa attiva il Protocollo di Kyoto

Il 2001 è stato un anno cruciale per il progredire degli accordi sul Protocollo di Kyoto. Dopo il fallimento della Conferenza delle parti firmatarie all'Aia, nel novembre 2000, il successivo vertice di Bonn (luglio 2001) e quello di Marrakech (novembre 2001) hanno finalmente definito gli aspetti che ancora ostacolavano la ratifica del Protocollo da parte dei paesi firmatari. Con la Conferenza di Marrakech, in particolare, è stato trovato un accordo per la quantificazione delle emissioni, per il conteggio delle riduzioni e per le modalità di funzionamento dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo (*Emission Trading* (ET), *Clean Development Mechanisms* (CDM), *e Joint Implementation* (JI)); sono quindi state delineate le regole per assicurare il rispetto degli impegni per la riduzione dei gas serra.

Il testo dell'accordo è il risultato di un compromesso necessario per trovare il consenso alla ratifica in almeno 55 paesi, parti della convenzione, le cui emissioni di gas serra ammontino ad almeno il 55 per cento delle emissioni dei paesi industrializzati, valore minimo per l'entrata in vigore del Protocollo.

L'auspicio delle parti è quello di riuscire a ottenere la ratifica prima del vertice mondiale dell'ambiente, che si terrà a Johannesburg nel settembre 2002. A questo proposito il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'Unione ha approvato, il 3 marzo 2002, una decisione di ratifica da parte dell'Unione europea, che impegna i singoli Stati membri ad approvare la ratifica all'accordo entro il giugno di quest'anno.

Una volta entrato in vigore il Protocollo di Kyoto, ovvero 90 giorni dopo la ratifica, l'Unione europea sarà impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra, fra il 2008 e il 2012, dell'8 per cento rispetto alle emissioni registrate nel 1990. L'obiettivo europeo di riduzione è distribuito in modo differenziato tra gli Stati membri, in base al criterio della divisione degli oneri, a seguito di un accordo siglato nel giugno 1998 dal Consiglio dei ministri dell'ambiente.

TAV. 1.9 **DISTRIBUZIONE TRA GLI STATI MEMBRI DELL'ONERE DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA DELL'UNIONE EUROPEA(A)**

STATI MEMBRI	ONERE DI RIDUZIONE IN PERCENTUALE RISPETTO ALLE EMISSIONI DEL 1990
AUSTRIA	-13
BELGIO	-7,5
DANIMARCA	-21
FINLANDIA	0
FRANCIA	0
GERMANIA	-21
GRECIA	+25
IRLANDA	+13
ITALIA	-6,5
LUSSEMBURGO	-28
OLANDA	-6
PORTOGALLO	+27
REGNO UNITO	-12,5
SPAGNA	+15
SVEZIA	+4
TOTALE EUROPA	-8

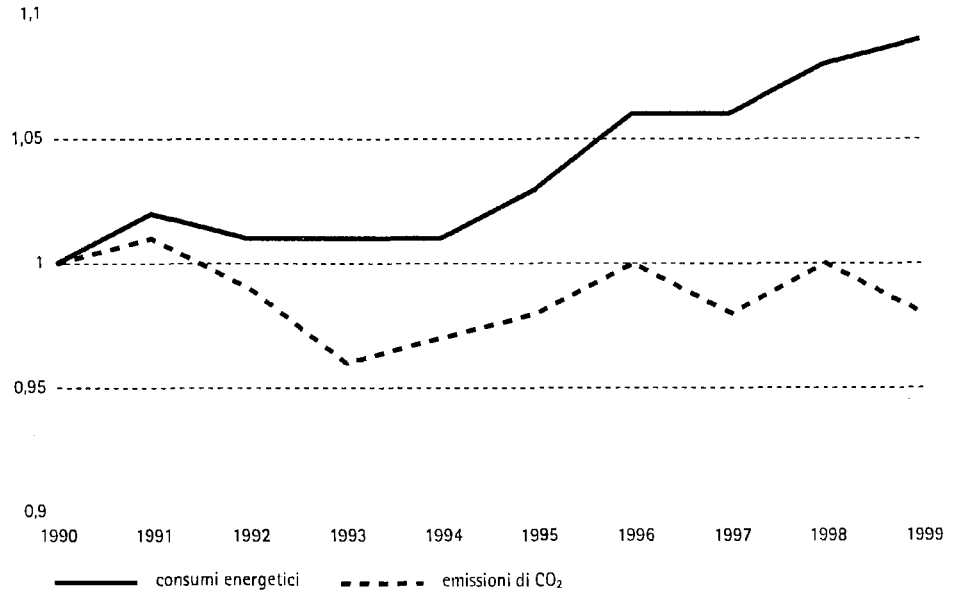
(A) L'Unione europea nel suo insieme deve ridurre le emissioni dell'8 per cento rispetto ai valori base del 1990; alcuni paesi devono limitare le proprie emissioni in valori percentuali, altri le possono mantenere costanti, altre ancora hanno la facoltà di incrementarle di una parcentuale pari ai valori riportati nella tavola.

Nel periodo 1990-2000 le emissioni a livello europeo sono diminuite del 3,6 per cento, anche se si è verificato un aumento dello 0,3 per cento rispetto al 1999.

Tale riduzione è comunque il risultato di dinamiche molto differenziate all'interno degli Stati membri. In particolare, hanno diminuito le proprie emissioni in maniera incisiva sul totale europeo Germania e Regno Unito. Di segno opposto l'Italia, che nonostante il vincolo di riduzione del 6,5 per cento ha di fatto incrementato le proprie emissioni del 4,9 per cento rispetto l'anno base.

FIG. 1.3 INDICE DEI CONSUMI ENERGETICI E DELLE EMISSIONI DI CO_2 NELL'EUROPA DEI 15

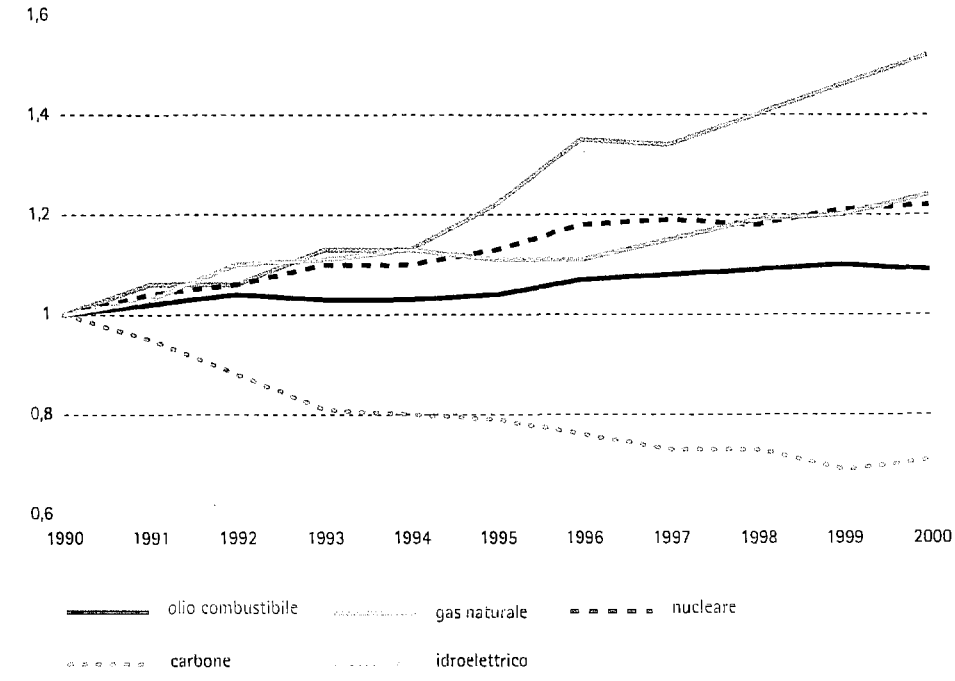
Anni 1990-1999



Fonte: European Environment Agency.

FIG. 1.4 INDICE DEI CONSUMI ENERGETICI PER FONTE NELL'EUROPA DEI 15

Anni 1990-1999



Fonte: Elaborazioni su dati Aie.

Con il programma europeo sui cambiamenti climatici (*European Climate Change Programme*) il cui rapporto integrale è stato pubblicato nel giugno 2001, l'Unione europea ha individuato le priorità e gli interventi necessari per rendere strutturale il *trend* di diminuzione dei gas serra in tutti gli Stati membri. Questi riguardano:

- la proposta di una Direttiva per la promozione della cogenerazione nel 2002;
- l'accelerazione del processo di modifica delle Direttive di liberalizzazione dei settori energeticici 96/92/CE e 98/30/CE;
- il sostegno all'introduzione di tecnologie più efficaci dal punto di vista ambientale per i combustibili a elevato impatto ambientale (con particolare riferimento alle tecnologie di impiego del carbone);
- la promozione di accordi volontari delle imprese;
- l'accelerazione dell'implementazione della Direttiva per la promozione delle energie rinnovabili (vedi oltre);
- l'avvio di un'iniziativa che promuova la generazione di calore da fonti rinnovabili nel 2002;
- il sostegno alla ricerca per tecnologie che permettano il sequestro di CO_2;
- la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali attraverso la definizione di standard di efficienza, lo sviluppo di pratiche di *Demand Side Management* (DSM) e la cogenerazione.

In aggiunta a queste, largo spazio è dedicato alla promozione degli strumenti cosiddetti flessibili, ovvero quelli che permettano, data la dimensione globale del fenomeno di surriscaldamento del pianeta, di conseguire risparmi di emissioni in altri paesi tramite progetti di *Joint Implementation* o *Clean Development Mechanisms*, o tramite l'acquisto di crediti di emissione ricorrendo all'*Emission Trading* (ET).

Proprio su quest'ultimo meccanismo, l'Unione europea ha proposto nell'ottobre 2001 una Direttiva che permetta l'inaugurazione, al suo interno, di uno schema di *trading* di emissioni di CO_2. La Direttiva europea, se approvata, permetterà il riconoscimento di regole comuni per il meccanismo di *trading* all'interno dell'Unione europea; i progetti finalizzati alla riduzione delle emissioni potranno essere così identificati nell'ambito di una vasta area economica, la più grande mai sperimentata in campo ambientale, tale da permettere la diminuzione dei costi complessivi di adempimento all'obiettivo di riduzione da parte degli Stati membri dell'Unione europea.

La proposta di Direttiva europea sull'Emission Trading

La proposta di Direttiva europea (Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio/ COM/2001/0581 def. COD 2001/0245) prevede di istituire un mercato europeo di permessi e crediti di emissione: tra le società comprese nelle categorie della generazione termoelettrica (a eccezione della termovalorizzazione dei rifiuti), della raffinazione del petrolio e altri processi di estrazione e lavorazione dei prodotti energetici, della produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, del cemento, del vetro, della ceramica e della carta.*

Ai singoli impianti viene rilasciato un permesso per emettere CO_2 in proporzione ai crediti concessi. I crediti, quindi, vengono progressivamente ritirati in base agli obiettivi nazionali di abbattimento delle emissioni di gas serra. Le imprese soggette a obbligo dovranno pertanto, anno per anno, aggiornare il proprio quantitativo di emissione col numero di crediti residuo: diminuendo le emissioni o acquistando crediti da imprese che avranno ridotto le loro emissioni oltre i target stabiliti dalla normativa.

Nella Direttiva vengono individuati due periodi di cui il primo di "sperimentazione" – dal 2005 al 2008 – nel quale olle società comprese nei settori identificati vengono attribuiti dei crediti di emissione, su base gratuita. E un secondo periodo, a partire dal 2008, contestuale all'entrata in vigore del meccanismo di Emission Trading *su scala globale, come riconosciuto dal Protocollo di Kyoto, dove l'attribuzione dei permessi avviene su base d'asta e il non soddisfacimento dei target da parte dei settori regolati implica l'incorrere in sanzioni.*

Le categorie individuate dalla proposta di Direttiva ricoprono il 46 per cento delle emissioni di CO_2 europee; in Italia ci si attende una quota inferiore, attorno al 40 per cento. La generazione di energia termaelettrica, con il 26,5 per cento delle emissioni nazionali provenienti dai consumi energetici, è indubbiamente il settore sul quale si concentrerà la maggiore attenzione da parte del regolatore. In molti paesi europei l'attribuzione di crediti e permessi avverrà contestualmente al realizzarsi del processo di liberalizzazione dell'industria elettrica, introducendo un ulteriore elemento a garanzia di un uguale accesso al mercato da parte di tutti gli operatori.

La Direttiva europea sulla promozione delle energie rinnovabili

Nel settembre 2001 il Parlamento europeo ha approvato la Direttiva 2001/77/CE (Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità). Essa individua per ciascun Stato membro l'obiettivo di generazione da fonte energetica rinnovabile per il 2010, prevedendo il raddoppio dell'impiego di tale energia contenuto nel Libro bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili* (COM/97/0599).

Gli obiettivi individuati hanno carattere indicativo. La Commissione europea, tuttavia, facendo leva su un programma di monitoraggio delle politiche nazionali orientate agli obiettivi introdotti dalla Direttiva, si riserva la possibilità di tramutarli da indicativi a obbligatori, qualora si registrassero forti inadempienze da parte degli Stati membri.

TAV. 1.10 **PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI NEL 1997 E OBIETTIVI AL 2010 DELLA DIRETTIVA PER GLI STATI MEMBRI**

PAESI	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI (TWh) 1997	QUOTA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI AL 1997 SUI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA (%)	QUOTA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTTRICA DA FONTI RINNOVABILI AL 2010 SUI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA (%)
BELGIO	0,86	1,1	6,0
DANIMARCA	3,21	8,7	29,0
GERMANIA	24,91	4,5	12,5
GRECIA	3,94	8,6	20,1
SPAGNA	37,15	19,9	29,4
FRANCIA	66,00	15,0	21,0
IRLANDA	0,84	3,6	13,2
ITALIA	46,46	16,0	25,0
LUSSEMBURGO	0,14	2,1	5,7
OLANDA	3,45	3,5	9,0
AUSTRIA	39,05	70,0	78,1
PORTOGALLO	14,30	38,5	39,0
FINLANDIA	19,03	24,7	31,5
SVEZIA	72,03	49,1	60,0
REGNO UNITO	7,04	1,7	10,0
TOTALE UNIONE EUROPEA	**338,41**	**13,9**	**22,0**

Fonte: Direttiva 2001/77/CE.

La Direttiva mira inoltre a promuovere sia un programma di certificazione unica dell'energia prodotta da fonti rinnovabili a livello europeo, sia un processo di armonizzazione delle politiche di incentivazione tra gli Stati membri, e a eliminare gli ostacoli amministrativi per lo sviluppo delle fonti energetiche alternative.

VERSO IL MERCATO UNICO DELL'ENERGIA: POLITICHE DI LIBERALIZZAZIONE E DI INTEGRAZIONE

Liberalizzazione e regolazione negli Stati membri

Anche nei paesi e nei settori più liberalizzati un certo grado di regolazione è indispensabile per assicurare l'evoluzione disciplinata del mercato. Tuttavia, il grado e la forma di regolazione variano notevolmente a seconda della natura dei beni e dei servizi scambiati nel mercato e degli obiettivi di politica economica, sociale e ambientale dei diversi paesi. La natura strategica dell'energia elettrica e del gas naturale, assieme alla complessità strutturale di questi sistemi a rete impone criteri di regolazione particolarmente esigenti.

Le Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE per l'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas hanno rappresentato un esemplare sforzo per introdurre un minimo grado di uniformità nella regolamentazione di questi settori a livello europeo. Tuttavia, nella fase di prima implementazione, obiettivi politici, economici e sociali di carattere nazionale hanno spesso prevalso su quelli di introduzione della concorrenza con il risultato di generare nei diversi paesi apprezzabili differenze negli assetti regolatori che rischiano di rallentare la creazione del mercato unico e creare importanti asimmetrie nei processi di liberalizzazione nazionali.

Al fine sia di valutare lo stato effettivo della liberalizzazione dei settori energetici, al termine del periodo previsto per il recepimento delle Direttive negli ordinamenti nazionali (febbraio 1999 per l'energia elettrica e agosto 2000 per il gas), sia di poter meglio individuare le azioni a seguire per promuovere ulteriormente l'integrazione dei mercati, il Consiglio europeo di Stoccolma del marzo 2001 chiedeva alla Commissione un rapporto dettagliato sullo stato della regolazione e della concorrenza nei paesi membri, anticipando in questo quanto previsto originariamente dalle Direttive stesse.

Il rapporto della Commissione europea

Il rapporto della Commissione *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market* (del dicembre 2001, aggiornato poi a marzo 2002 in vista del Consiglio europeo di Barcellona), pur registrando come in molti paesi siano state adottate misure di liberalizzazione che vanno spesso oltre i requisiti minimi posti dalle Direttive, evidenzia apprezzabili differenze, asimmetrie e disomogeneità nei sistemi di regolazione dei diver-

si Stati membri all'indomani della liberalizzazione. Le disparità nel grado di apertura effettiva dei mercati e nelle regole che governano la transizione verso assetti concorrenziali, rilevate nel rapporto, determinano differenze significative nella libertà di scelta dei consumatori idonei dei diversi paesi, e distorcono le posizioni competitive delle imprese energetiche stesse.

Le principali differenze nei regimi di regolazione, che hanno un impatto maggiore sulla distorsione della concorrenza nel mercato dell'Unione, rilevate dal rapporto della Commissione, sono in sintesi:

- tariffe di trasmissione elettrica particolarmente alte a livello aggregato per la Germania, l'Austria, il Portogallo, e seppur in misura minore per la Spagna; esse richiedono una maggiore motivazione o un aggiustamento dei costi;
- tariffe di trasmissione del gas che non riflettono la struttura dei costi per Austria, Germania, Francia, Olanda e Belgio, e relativamente alte in Svezia e Italia;
- mercati all'ingrosso dell'elettricità dominati dai pochi generatori elettrici esistenti in quasi tutti i paesi, in particolare in Francia, Belgio, Portogallo, Irlanda e Grecia, dove non sono previsti piani di disinvestimento da parte degli operatori dominanti;
- regimi di separazione delle attività insufficienti, in molti paesi, a garantire regimi di accesso realmente trasparenti e non discriminatori, nonché evitare eventuali sussidi incrociati;
- opportunità molto limitate alle transazioni internazionali di energia elettrica e gas, dovute alle rigidità insite nei sistemi di tariffazione, allo scarso coordinamento fra Gestori di rete e trasparenza nelle informazioni sulle capacità disponibili in fase di soluzione solo per il mercato elettrico (vedi paragrafi successivi).

Limiti al processo di liberalizzazione e asimmetrie nell'implementazione delle Direttive si riflettono inevitabilmente sullo stato effettivo della contendibilità dei mercati energetici, come illustrano le marcate differenze, per paesi, degli indicatori del grado di libertà di scelta dei grandi consumatori (Tav. 1.11).

TAV. 1.11 STIMA DEL NUMERO DI CLIENTI IDONEI DI MAGGIORI DIMENSIONI CHE HANNO CAMBIATO FORNITORE

Valori percentuali

PAESI	GAS NATURALE	ENERGIA ELETTRICA
AUSTRIA	<5	5-10
BELGIO	<5	5-10
DANIMARCA	0	N.D.
FINLANDIA	N.D.	30
FRANCIA	10-20	5-10
GERMANIA	<5	10-20
GRECIA	N.D.	0
IRLANDA	20-30	30
ITALIA	10-20	10-20
LUSSEMBURGO	0	N.D.
OLANDA	>30	10-20
PORTOGALLO	N.D.	<5
SPAGNA	5-10	<5
SVEZIA	<5	100
REGNO UNITO	90	80

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

Alla luce di quanto evidenziato nella preparazione del rapporto del 2001, la Commissione ha proposto un'accelerazione del processo di creazione del mercato interno dell'energia, decidendo nella riunione del 20 giugno 2001 di far ricorso, in caso di mancato accordo fra gli Stati membri sulle nuove proposte, a un'azione diretta appellandosi all'art. 86 del Trattato dell'Unione.

Riguardo ai termini di implementazione si rileva che non tutti gli Stati membri hanno rispettato le date di scadenza per il recepimento, nei rispettivi ordinamenti nazionali, delle due Direttive, nonostante i due anni di tempo concessi fra la data della loro adozione e quella di implementazione.

Sebbene la Direttiva elettrica prevedesse il recepimento entro il febbraio 1999 per tutti i paesi, con l'eccezione di Belgio e Irlanda ai quali veniva concesso un ulteriore anno di deroga, la Francia ha adottato la normativa nazionale solo nel febbraio 2000, e Belgio e Irlanda hanno fatto registrare altri ritardi nella desi-

gnazione dei rispettivi Gestori di rete. Per quanto riguarda il gas naturale, il Portogallo e il Lussemburgo hanno recepito la Direttiva all'inizio del 2001 a fronte della scadenza dell'agosto 2000; la Commissione ha inoltre avviato una procedura di infrazione nei confronti della Francia per mancato adempimento e della Germania per adempimento incompleto.

Le principali differenze del processo di recepimento delle Direttive europee negli ordinamenti nazionali riguardano i tempi previsti per l'apertura del mercato finale, la natura della regolazione degli accessi alla rete, il grado di concorrenza sul lato dell'offerta e gli obblighi di servizio pubblico.

Apertura del mercato finale

Quasi tutti gli Stati membri hanno optato per un programma di apertura più ambizioso di quanto concordato nelle Direttive. Tuttavia l'effettivo impatto dell'apertura dei mercati finali sul grado di liberalizzazione dipende soprattutto dalle caratteristiche strutturali dell'offerta e dalle condizioni di accesso alle reti.

Nel mercato elettrico alcuni paesi hanno già conseguito l'apertura totale: Finlandia, Regno Unito e Svezia entro il 1998; Germania nel 1999. Austria, Danimarca, Olanda e Spagna hanno ritenuto di completare l'apertura entro il 2003, Irlanda entro il 2005, Belgio e Lussemburgo entro il 2007. Nei rimanenti quattro paesi, Italia, Francia, Grecia e Portogallo, la normativa attualmente in vigore non stabilisce una data per il completamento della liberalizzazione del mercato finale. Il grado di apertura precisato dalla normativa attualmente in vigore è prossimo al 65 per cento in Italia, mentre in Francia, Grecia e Portogallo resta allineato ai valori minimi attorno al 30 per cento concordati nella Direttiva 96/92/CE.

Nel mercato del gas, Regno Unito, Germania e Austria hanno già raggiunto l'apertura completa, mentre Italia e Spagna sono in procinto di concluderla, nel 2003. Dei rimanenti paesi, Belgio, Irlanda, Lussemburgo, Olanda e Svezia hanno stabilito di completare l'apertura tra il 2004 e il 2007, mentre in Danimarca, Francia, Grecia e Portogallo la normativa vigente non prevede un aumento oltre l'apertura minima tra il 20 e il 30 per cento.

La forte accelerazione data all'apertura del mercato finale in quasi tutti i paesi è stata facilitata dalla scarsa influenza sugli assetti concorrenziali in settori ancora largamente dominati da imprese con precedente esclusiva sul mercato, quasi sempre caratterizzate da un notevole grado di integrazione verticale. Infatti, la più forte apertura non ha in genere incontrato resistenze da parte

delle imprese energetiche dominanti, se non in presenza di efficaci azioni di ristrutturazione dell'offerta e di regolamentazione del mercato.

In alcuni paesi, soprattutto in Francia, hanno invece giocato un forte ruolo limitante, dell'apertura del mercato finale, esigenze di carattere sociale, legate sia agli obblighi di servizio pubblico, sia al timore degli effetti negativi sull'occupazione delle imprese dominanti e sulla previdenza sociale.

Regimi di accesso alle reti

I due fattori principali che caratterizzano diversi sistemi di regolazione dell'accesso alle reti riguardano la separazione delle attività e le caratteristiche della regolazione[1]. Le norme di separazione delle attività di rete assumono un ruolo centrale nel garantire a tutti gli utenti condizioni paritarie e trasparenti di accesso e, in particolare, l'assenza di discriminazioni a favore delle imprese collegate con il Gestore della rete. Le Direttive impongono solo l'indipendenza gestionale per la rete di trasmissione elettrica e la separazione contabile per la rete di trasporto del gas. Tuttavia, anche in questo caso, i paesi membri hanno recepito le disposizioni delle Direttive in modo assai differenziato, con inevitabili effetti per la concorrenza e la libertà di scelta effettiva dei consumatori idonei.

Nel settore elettrico, Francia, Germania e Grecia hanno scelto il livello minimo di separazione gestionale, otto paesi tra cui l'Italia hanno optato per la separazione legale e Finlandia, Regno Unito e Svezia hanno deciso per la separazione proprietaria. Nel settore del gas, la maggior parte degli Stati ha optato per il livello minimo della separazione contabile, un solo paese (Irlanda) per la separazione gestionale, Danimarca, Italia e Spagna per la separazione legale e il Regno Unito per la separazione proprietaria. In Germania, il processo di concentrazione e di integrazione verticale delle imprese ha ostacolato la trasposizione nella legislazione nazionale delle Direttive sulla separazione, soprattutto nel settore del gas, per il quale è stata avviata una procedura di infrazione.
Le distorsioni che nascono dalla diversità dei regimi giuridici di separazione tra le attività sono rafforzate da significative differenze nella forma di regolazione dell'accesso alle reti. La maggior parte dei paesi membri ha optato per ambedue i settori per l'accesso regolato; le uniche eccezioni riguardano l'Austria e l'Olanda, dove è in vigore l'accesso negoziato nel settore del gas, e la Germania, dove l'accesso negoziato vige anche nel settore elettrico. La forma di accesso alle reti del gas è ancora da definire in tre paesi: Grecia e Portogallo.

1 Le differenze tecniche nei regimi di accesso e il tema degli scambi transfrontalieri di energia vengono affrontati in un paragrafo a se stante più oltre nel presente Capitolo.

per i quali la Direttiva 98/30/CE ha previsto un rinvio in quanto mercati emergenti, e Francia, per la quale è stata aperta una procedura di infrazione.

L'effettiva ripartizione delle responsabilità e dei poteri tra gli organi ministeriali e quelli di regolazione indipendenti varia inoltre notevolmente tra paesi. L'accesso regolato da un regolatore indipendente è la norma sia nel settore elettrico sia nel settore del gas in Belgio, Danimarca, Finlandia, Italia, Regno Unito e Svezia; così come nel settore elettrico in Austria, Irlanda, Olanda e Portogallo. In questi paesi il regolatore ha competenze in materia sia di condizioni di accesso alle reti sia di risoluzione delle controversie. In Spagna le condizioni di accesso vengono stabilite dal Ministero dell'economia sulla base delle proposte formulate dal regolatore, che ha invece la responsabilità per la risoluzione delle controversie. Situazioni analoghe valgono in Francia e Grecia, limitatamente al settore elettrico, e in Irlanda nel settore del gas.

Si evidenziano infine significative differenze nella natura delle condizioni di acceso anche fra Stati che hanno optato per l'accesso regolato. Nei tre paesi scandinavi la regolazione è del tipo *ex post*, ovvero il regolatore non fissa le condizioni e le tariffe ma ha solo il potere di intervenire su quelle notificate dalle imprese. Sebbene nella maggior parte dei casi la regolazione sia del tipo *ex ante*, vi sono situazioni miste in cui ci si limita alla definizione di criteri quantitativi, lasciando alle imprese la libertà di definire le precise condizioni di accesso che vengono successivamente sottoposte alla regolazione *ex post*.
Anche la forma di accesso negoziato non è uniforme nei tre Stati che lo applicano; per esempio, in Olanda il regolatore stabilisce le *Linee guida* cui devono attenersi le imprese nella formulazione delle condizioni di accesso. Inoltre, la risoluzione delle controversie è competenza del regolatore in Olanda, del Ministero dell'economia in Austria e dell'Autorità della concorrenza in Germania. La caratteristica distintiva dell'accesso negoziato è il numero elevato di ricorsi legali che esso genera, rispetto ad analoghe situazioni con accesso regolato. La situazione più critica sotto questo aspetto si riscontra in Germania, dove oltre all'accesso negoziato prevalgono condizioni di scarsa trasparenza legata agli incroci di proprietà delle imprese, all'integrazione verticale e alla forma minima di separazione tra le attività.

Concorrenza nell'offerta

La concentrazione dell'industria rimane elevata in quasi tutti gli Stati membri e, con poche eccezioni, non sono in atto interventi di regolazione tali da ridurre significativamente il potere di mercato delle imprese dominanti a livello nazionale.

TAV. 1.12 ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE NEI PAESI MEMBRI: ENERGIA ELETTRICA

	GRADO DI APERTURA (%)	ANNO DI APERTURA TOTALE	SEPARAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	FORMA DI REGOLAZIONE PREVALENTE	DEFINIZIONE DELLE CONDIZIONI DI ACCESSO	RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	INDICE DI CONCENTRAZIONE NELLA GENERAZIONE (A)
AUSTRIA	100	2003	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	2.028
BELGIO	35	2007	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	6.118
DANIMARCA	90	2003	Legale	Ex post	Regolatore	Regolatore	4.018
FINLANDIA	100	1997	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.472
FRANCIA	30	Non definito	Gestionale	Ex ante	Ministero	Regolatore	9.606
GERMANIA	100	1999	Gestionale	Ex post	Negoziate	Concorrenza	1.756
GRECIA	30	Non definito	Gestionale	Ex ante	Ministero	Regolatore	10.000
IRLANDA	30	2005	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	9.418
ITALIA	65	Non definito	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	5.560
LUSSEMBURGO	50	2007	-	Ex ante	Ministero	Ministero	8.158
OLANDA	33	2003	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	1.814
PORTOGALLO	30	Non definito	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	4.008
SPAGNA	45	2003	Legale	Ex ante	Ministero	Regolatore	2.466
SVEZIA	100	1998	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.538
REGNO UNITO	100	1998	Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	1.044

(A) L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800.

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

È invece evidente una forte dinamica di concentrazione delle imprese mediante fusioni e acquisizioni che, nella misura in cui si esprime a livello orizzontale tra Stati, dovrebbe diventare coerente con le maggiori dimensioni del mercato unico europeo.

In base all'indice di concentrazione[2], riportato nella Tav. 1.12 per l'anno 2000, nel settore della generazione elettrica solo il Regno Unito aveva raggiunto allora le caratteristiche di un mercato relativamente concorrenziale. Germania, Olanda e Austria evidenziano un grado di concentrazione moderato, mentre tutti i rimanenti paesi ne hanno uno molto o estremamente elevato. Per altri, tra cui Austria, Germania e Olanda, i dati riportati tendono a sottovalutare il reale grado di concentrazione; questo a causa della segmentazione regionale dell'offerta ereditata delle precedenti aree di concessione regionale, che ancora si esprime in un livello di interconnessione interna insufficiente per permettere una effettiva concorrenza. Soprattutto in Germania, la progettazione delle reti di trasporto riflette un obiettivo primario di fornitura dei concessionari all'interno delle aree storiche di demarcazione territoriale, mentre le interconnessioni tra le reti servivano prevalentemente per la sicurezza e la gestione degli imprevisti.

2 L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800.

TAV. 1.13 ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 98/30/CE NEI PAESI MEMBRI: GAS

	GRADO DI APERTURA NEL 2000 (%)	ANNO DI APERTURA TOTALE	SEPARAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	FORMA DI REGOLAZIONE PREVALENTE	DEFINIZIONE DELLE CONDIZIONI DI ACCESSO	RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	INDICE DI CONCENTRAZIONE NELLA GENERAZIONE (A)
AUSTRIA	49	2001	Contabile	Ex post	Negoziate	Regolatore	7.598
BELGIO	59	2005	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	10.000
DANIMARCA	30	Non definito	Legale	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.841
FINLANDIA	90	2003	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	10.000
FRANCIA	20	Non definito	Contabile	Ex ante	Non definito	Non definito	5.932
GERMANIA	100	2000	Contabile	Ex post	Negoziate	Concorrenza	2.405
GRECIA	Non definito	Non definito	Non definito	Ex ante	Non definito	Non definito	10.000
IRLANDA	75	2005	Gestionale	Ex ante	Ministero	Ministero	5.883
ITALIA	65	2003	Legale/ Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	4.916
LUSSEMBURGO	51	2007	Contabile	Ex ante	Ministero	Ministero	10.000
OLANDA	45	2004	Contabile	Ibrido	Negoziate	Regolatore	2.634
PORTOGALLO	Non definito	Non definito	Non definito	Ex ante	Non definito	Non definito	10.000
SPAGNA	72	2003	Legale	Ex ante	Ministero	Ministero	9.761
SVEZIA	47	2006	Contabile	Ex post	Regolatore	Regolatore	10.000
REGNO UNITO	100	1998	Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	894

(A) L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800.Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

La concentrazione dell'industria appare quasi ovunque molto più forte nel settore del gas (Tav. 1.13), per il quale l'indice riportato è calcolato per la fornitura primaria (produzione e importazione). A parte il Regno Unito, dove l'industria può classificarsi come concorrenziale, tutti gli Stati membri avevano nel 2000 una struttura dell'offerta molto concentrata, con sei paesi in cui era presente un unico fornitore. Il grado di concentrazione era inferiore nel settore del gas rispetto a quello elettrico solo in cinque paesi, tra i quali Regno Unito, Italia e Francia. Particolarmente in Germania, ma anche in Olanda, la segmentazione geografica dei mercati è determinata oltre che dall'eredità delle storiche demarcazioni territoriali, anche dalla presenza di gas di diverso potere calorifico, il cui trasporto va effettuato in gasdotti reciprocamente incompatibili.

L'elevato potere di mercato di poche imprese dominanti, assieme alla scarsa liquidità dei mercati all'ingrosso e di bilanciamento, espone i nuovi entranti a oneri eccessivi che non riflettono i costi reali.
Alcuni paesi sono intervenuti sulla struttura del mercato con misure di regolazione, atte a ridurre il potere dei soggetti dominanti; queste vanno dalla frantumazione e riorganizzazione radicale dell'industria (Regno Unito), dall'imposizione sia di obblighi di cessione di capacità di generazione (Italia), sia di titoli di produzione e importazione di gas (Regno Unito e Spagna), all'applicazione di tetti sulle quote di mercato (Italia e Spagna), alla vendita obbligata di capacità di generazione mediante asta (Francia e Irlanda). Tuttavia, in altri paesi (soprattutto Francia, Germania e Svezia) è prevalsa una politica diametralmente opposta di promozione e crescita delle imprese, specie al di fuori dei confini nazionali, mediante acquisizioni e fusioni.

Obblighi di servizio pubblico

Il servizio universale è garantito in tutti gli Stati membri attraverso l'imposizione della fornitura a chiunque ne faccia richiesta. In molti Stati queste misure sono rafforzate dall'esistenza di un fornitore di ultima istanza nel caso di fallimento o altra forma di indisponibilità. In tutti i paesi i pagamenti a fronte di questi servizi sono regolamentati in modo da assicurare un tetto ai prezzi pagati, soprattutto nel settore domestico. Nei paesi con più elevato grado di concentrazione dell'offerta, esistono o sono state introdotte forme di protezione del consumatore attraverso la regolazione delle tariffe per usi finali applicate ai clienti vincolati o, comunque, ai prezzi massimi stabiliti dall'impresa dominante. In alcuni paesi, tra cui anzitutto la Germania, sono invece in atto meccanismi di sorveglianza *ex post* che fanno capo alle Autorità della concorrenza a livello nazionale e locale.

In molti Stati membri viene regolata la qualità del servizio attraverso l'imposizione di livelli minimi di qualità e di sanzioni nel caso di infrazioni. Gli obiettivi di qualità riguardano sia la continuità e stabilità della fornitura, sia le caratteristiche commerciali del servizio reso all'utente finale in quanto, ove non opportunamente regolata, l'introduzione della pressione concorrenziale può determinare una diminuzione del livello di investimenti a scapito della qualità del servizio.

Le modifiche delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE

Il progetto di un mercato unico dell'energia con piena apertura a tutti i consumatori, già enunciato dagli Stati membri dell'Unione europea al Consiglio di Lisbona del marzo 2000, è stato reiterato nelle conclusioni del Consiglio europeo di Stoccolma del marzo 2001. In tale occasione la Commissione europea, preso atto delle distorsioni e asimmetrie che il processo di implementazione delle due Direttive stava comportando a valle della prima fase di implementazione, ha presentato al Consiglio e al Parlamento europeo una proposta sia di direttiva per accelerare e uniformare il completamento del mercato interno dell'energia, sia di regolamento sulle condizioni di accesso alle reti elettriche per gli scambi transfrontalieri.

I principali contenuti delle proposte riguardavano:

- l'accelerazione dell'apertura del mercato finale a tutti i clienti industriali dal 2003 nel settore elettrico e dal 2004 nel settore del gas, nonché l'apertura a tutti i clienti finali dal 2005;
- il rafforzamento dell'indipendenza dei Gestori delle reti attraverso la separazione, almeno legale, dalle altre attività;
- l'adozione di regole comuni per l'accesso regolato alle reti;
- l'istituzione di una Autorità di regolazione indipendente dagli interessi industriali.

Le due proposte hanno incontrato l'opposizione di alcuni paesi fra cui la Francia e la Germania, la prima contraria all'apertura del mercato finale per mancanza di garanzie relative al servizio pubblico, la seconda contraria alla regolazione del settore e a vincoli eccessivi sulla struttura dell'industria.

La Commissione europea ha ricevuto dal Consiglio di Stoccolma un invito a trovare soluzioni più compatibili con le esigenze degli Stati membri per accelerare la creazione del mercato unico, anche alla luce di una ricognizione attenta sullo stato dell'implementazione delle due Direttive riportata al paragrafo precedente. La Commissione ha pertanto elaborato una proposta di Direttiva, più flessibile ma non molto dissimile dalla precedente (rinviando per il momento la proposta di regolamento degli accessi), che è stata presentata al Consiglio e al Parlamento europeo il 13 marzo 2002, in vista del vertice di Barcellona.

Il Consiglio di Barcellona nelle sue conclusioni ha concordato su:

- libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori diversi da quelli domestici a partire dal 2004, sia per l'energia elettrica sia per il gas;
- separazione della trasmissione e della distribuzione da produzione e fornitura;
- accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate;
- istituzione in ciascun Stato membro di una funzione di regolamentazione, nell'ambito del quadro normativo appropriato, al fine di assicurare il controllo effettivo delle condizioni di definizione delle tariffe.

Per quanto riguarda l'apertura del mercato degli utenti domestici si è rinviata una decisione al Consiglio europeo della primavera del 2003 che tenga conto di ulteriori misure relative alla definizione degli obblighi di servizio pubblico, della sicurezza degli approvvigionamenti, della tutela delle aree periferiche e dei gruppi più vulnerabili della popolazione.

Oltre a una nuova Direttiva rivolta alla liberalizzazione dei mercati interni nazionali, al Consiglio di Barcellona sono state individuate misure volte ad accelerare l'unificazione del mercato unico europeo in particolare nel settore elettrico:

- un accordo sulle tariffe transfrontaliere e sulla gestione delle congestioni, basato su principi di non discriminazione, trasparenza e semplicità da raggiungersi nel corso del 2002;
- un livello di interconnessione delle reti elettriche pari ad almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata, da realizzare entro il 2005. Per favorire il clima degli investimenti infrastrutturali si è inoltre decisa una revisione degli orientamenti e delle norme finanziarie di accompagnamento relative alle reti transeuropee dell'energia.

Un'analoga volontà di accelerare l'istituzione del mercato europeo dell'energia è stata espressa dal Parlamento europeo, che il 13 marzo 2002 ha approvato la relazione e gli emendamenti proposti dalla Commissione industria, commercio estero, ricerca ed energia con un voto di larga maggioranza.

Una nuova proposta di Direttiva, che terrà conto delle conclusioni del Consiglio di Barcellona e degli emendamenti votati dal Parlamento europeo, verrà presentata dalla Commissione al Consiglio dei ministri dell'industria e dell'energia, che si riunirà nel prossimo giugno 2002 per discutere il raggiungimento di una "posizione comune". Una volta ottenuta l'approvazione da parte del Parlamento, entro l'autunno 2002, essa sarà riproposta per l'approvazione finale al Consiglio dei ministri dell'industria e dell'energia, nel dicembre 2002.

LA REGOLAZIONE DEL MERCATO EUROPEO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

1L *Council of European Energy Regulators*

Il *Council of European Energy Regulators* (CEER) è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di posizioni comuni per l'attuazione delle direttive per un mercato unico dell'energia. Oggi al CEER aderiscono gli organismi di regolazione di quasi tutti i paesi europei: Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia, Gran Bretagna e Irlanda del Nord

Anche attraverso il CEER gli organismi di regolazione nazionale mantengono rapporti di collaborazione e consultazione nei confronti della Commissione europea e partecipano attivamente ai Forum della regolazione per l'elettricità di Firenze e per il gas di Madrid. Al fine di coordinare in modo più efficace la propria presenza presso le istituzioni dell'Unione europea, nel corso del 2002, anche in vista della creazione del Comitato consultivo dei regolatori che la Commissione intende istituire, il CEER si doterà di un ufficio tecnico a Bruxelles. Il CEER mantiene inoltre relazioni di collaborazione strette con altre istituzioni europee e internazionali come il Parlamento europeo, l'Agenzia internazionale per l'energia (AIE), le associazioni delle Autorità di regolazione del Nord America e dell'America Latina (NARUC, *National Association of Regulatory Utility Commissioners*, CAMPUT, *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* e ARIAE, *Asociación Iberoamericana de Entitades Reguladoras de la Energía*) e dei paesi dell'Europa orientale (ERRA, *Energy Regulators Regional Association*).

Nel corso dell'anno il CEER ha avviato rapporti di collaborazione e raccordo tecnico con la regolazione del mercato energetico tedesco (*Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie e Bundeskartellamt*).

Numerose sono state le manifestazioni di interesse nei confronti del CEER espresse dai paesi candidati a entrare nell'Unione europea. In occasione della diciassettesima riunione del CEER, tenutasi a Budapest il 23 aprile 2002, è stata decisa la creazione di un gruppo di lavoro congiunto con i regolatori

dell'Est europeo per affrontare i problemi posti dall'allargamento dei mercati. Fra le iniziative allo studio, il CEER sta progettando in collaborazione con la DG TREN un corso di formazione per i regolatori del settore elettrico dei paesi candidati all'adesione, da avviare nell'autunno del 2002.

Fra l'aprile 2001 e l'aprile 2002 si sono tenute otto riunioni del CEER, organizzate a turno dai diversi regolatori europei nei rispettivi paesi. Fra i risultati delle numerose attività svolte dal CEER nell'anno considerato va in primo luogo ricordato l'accordo raggiunto nell'Unione europea sulla tariffazione transfrontaliera dei flussi di energia elettrica. Il CEER ha svolto un ruolo importante sia nell'avvio e nel monitoraggio del meccanismo temporaneo per il 2002, sia nella definizione di una metodologia per un meccanismo permanente a partire dal 2003 in collaborazione con l'ETSO (*European Transmission System Operators*), l'Eurelectric (l'associazione europea dei produttori di energia elettrica) e la Commissione europea. In occasione del Forum europeo sulla regolazione dell'energia elettrica, tenutosi a Firenze nel febbraio 2002, il CEER ha presentato un documento congiunto, *A CEER Agenda for Cross Border Tarification*, che definisce la visione dei regolatori europei sul tema della tariffazione transfrontaliera, nodo centrale per lo sviluppo di un mercato unico dell'energia di dimensione realmente europea. Su un tema complementare, quello della gestione delle congestioni sulle reti transnazionali tramite meccanismi di mercato, il CEER ha raggiunto in corso d'anno una posizione comune, che è stata presentata al Forum di Firenze.

Nel giugno 2001 sono stati illustrati, nel corso di un convegno organizzato a Milano dall'Autorità, i risultati della prima indagine comparata, realizzata dal CEER, sullo stato della qualità del servizio elettrico e sulle strategie di regolazione avviate.

Nel settore del gas naturale, i regolatori europei hanno lavorato in contatto con il *Joint Working Group* istituito dal Forum europeo della regolazione del gas naturale di Madrid (vedi oltre). Temi di attenzione del CEER sono stati quelli dell'armonizzazione delle diverse strutture tariffarie e della trasparenza sui dati di capacità alle interconnesioni; su essi il CEER ha presentato al Forum di Madrid del febbraio 2002 due documenti di posizione congiunta.

A seguito della comunicazione della Commissione europea al Parlamento e al Consiglio del dicembre 2001, sul tema delle infrastrutture nell'ambito della *Energy Infrastructure Initiative* (vedi oltre), che individua uno specifico ruolo dei regolatori europei nella definizione dei fabbisogni infrastrutturali strategi-

ci, il CEER in collaborazione con la DG TREN ha preparato un documento comune che indica soluzioni per i principali problemi da affrontare per favorire un miglior clima di regolazione per gli investimenti infrastrutturali e la sicurezza degli approvvigionamenti

Gli uffici dei regolatori hanno partecipato alle attività dei gruppi di lavoro congiunti, istituiti, sotto l'egida del CEER, su temi di particolare interesse strategico; oltre ai gruppi di lavoro già attivi nell'anno trascorso, ne sono stati creati altri sui temi della sicurezza delle forniture dei paesi candidati all'adesione, dell'armonizzazione delle strutture tariffarie e dei confronti internazionali dei prezzi.

Il 6 e 7 dicembre 2001, l'Autorità ha organizzato a Roma, in occasione del 13° incontro del CEER, la terza tavola rotonda tra il CEER e il NARUC sui temi emergenti nei settori liberalizzati dell'energia elettrica e del gas. Nell'incontro i membri delle due associazioni si sono confrontati sulle rispettive esperienze. La sessione finale del 7 dicembre, dedicata alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico è stata organizza in forma di seminario e aperta, per la prima volta, a un pubblico di addetti ai lavori, ai rappresentanti delle istituzioni e alla stampa.

Fra il 4 e il 15 marzo 2002 si è svolto il primo corso di formazione per regolatori del settore energetico organizzato dal CEER a cui hanno partecipato 13 organismi di regolazione europei. Gli obiettivi del corso erano quelli di fornire competenze specialistiche di natura tecnica, economica e legale, necessarie per la progettazione e l'implementazione di sistemi efficaci di regolazione dei settori energetici.

I Forum europei della regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas

I Forum europei della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati istituiti su iniziativa della Commissione europea (rispettivamente nel 1998 nel 1999) a valle dell'approvazione delle Direttive europee di liberalizzazione dei mercati energetici; il loro scopo è favorire sia il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia, sia l'accordo sulle principali barriere alla concorrenza di natura trans nazionale. Alle riunioni dei Forum, che hanno luogo con cadenza semestrale a Firenze per l'energia elettrica e a Madrid per il gas, partecipano oltre alla Commissione e gli organismi di regolazione europei, i rappresentanti degli Stati membri, degli operatori di rete, degli industriali e di tutti gli altri soggetti coinvolti nei processi di liberalizzazione.

Nel periodo compreso tra aprile 2001 e aprile 2002, l'Autorità ha partecipato alle riunioni del 7° e 8° Forum europeo della regolazione dell'energia elettrica, svoltesi a Firenze rispettivamente il 7 e l'8 maggio 2001 e il 21 e 22 febbraio 2002; ha inoltre preso parte agli incontri del 4° e 5° Forum europeo per la regolazione del gas tenutosi a Madrid il 2 e il 3 luglio 2001 e il 7 e l'8 febbraio 2002.

Forum di Firenze

Il CEER, l'ETSO, la Commissione europea, gli Stati membri e gli altri soggetti interessati hanno approfondito la discussione e l'analisi dei principali nodi strategici relativi a:

- il completamento del mercato interno dell'energia elettrica in direzione concorrenziale (tariffazione transfrontaliera, meccanismi di allocazione delle capacità sulle interconnesioni e gestione delle congestioni, proposte di Direttive di completamento del mercato interno, integrazione nei meccanismi dei paesi candidati all'adesione all'Unione);
- la sicurezza delle forniture;
- gli investimenti infrastrutturali, tema che ha assunto particolare rilievo nelle politiche dell'Unione europea all'indomani dell'esperienza californiana.

Relativamente al primo punto, sono stati ottenuti importanti risultati, in particolare sulla tariffazione transfrontaliera e i relativi meccanismi di compensazione fra Gestori delle reti: nel febbraio 2002, a Firenze, si è giunti a un accordo per l'entrata in vigore, a partire dall'1 marzo 2002, del meccanismo transitorio di tariffazione transfrontaliera in vista dell'avvio, a partire dal gennaio 2003, di un meccanismo definitivo. Di quest'ultimo, nella stessa riunione, si

sono discussi e concordati i principi ispiratori; così come si è decisa la creazione di una Commissione mista (Commissione europea, ETSO, CEER e Presidenza dell'Unione euroepea) per il monitoraggio del meccanismo provvisorio e programmata la stesura congiunta, entro il settembre 2002, di un documento strategico che illustri sia i criteri di base del meccanismo definitivo sia i relativi algoritmi e modelli di calcolo. A complemento del meccanismo di compensazioni transfrontaliero, si è concordato sulla necessità di definire criteri comuni per la struttura delle tariffe di trasporto e di presentare proposte entro il settembre del 2002, con l'obiettivo di integrarle a corollario del meccanismo definitivo a partire dal gennaio 2003.

Il monitoraggio dei meccanismi di allocazione delle capacità di interconnessione in vigore, avviato a seguito delle *Linee guida* concordate al 6° Forum, ha evidenziato i limiti nell'applicazione di sistemi di gestione delle congestioni basati su meccanismi di mercato; il Forum ha di conseguenza invitato il CEER e l'ETSO ad approfondire i lavori in vista di una integrazione delle *Linee guida* sopra citate.

Le proposte di Direttive della Commissione europea per l'accelerazione del processo di liberalizzazione hanno ricevuto ampio sostegno dal Forum, che ha anche caldeggiato l'integrazione, nel mercato unico europeo, dei mercati energetici dei paesi dell'Est europeo candidati all'adesione all'Unione, che sono stati invitati a partecipare agli incontri del Forum sin dal febbraio 2002.

Sui temi della sicurezza delle forniture, il Forum, viste anche le indicazioni contenute nel Libro verde sulla sicurezza delle forniture di energia presentato dalla Commissione europea, ha invitato l'UCPTE (Unione per il coordinamento della generazione e trasmissione di energia elettrica), Nordel (associazione degli operatori del sistema di trasmissione dei paesi nordici) e altre associazioni di proprietari di reti a presentare standard comuni di sicurezza e affidabilità delle reti obbligatori per utenti e Gestori; ciò, in stretta collaborazione con la Commissione, il CEER e l'ETSO, in vista del prossimo incontro nel settembre 2002. Grande rilievo è stato dato, inoltre, alla comunicazione della Commissione UE sulle infrastrutture energetiche; il Forum ha sottolineato l'importanza di assicurare, attraverso un uso efficiente delle infrastrutture esistenti, un quadro di regolazione stabile e certo, che favorisca gli investimenti infrastrutturali; su questo tema ha rinviato il dibattito ai prossimi incontri.

Forum di Madrid

Nel corso delle riunioni del 4° e 5° Forum di Madrid, il CEER, l'associazione dei Gestori europei delle reti del gas (GTE), la Commissione, gli Stati membri, le

altre associazioni e soggetti interessati hanno approfondito la discussione e l'analisi dei principali nodi strategici relativi a:

- il completamento del mercato interno dell'energia in direzione concorrenziale (armonizzazione delle strutture tariffarie, criteri di trasparenza sulle capacità disponibili alla frontiera e gestione delle congestioni, barriere tecniche);
- gli investimenti infrastrutturali;
- l'interoperabilità tecnica delle reti;
- le strategie di approvvigionamento a lungo termine.

Il *Joint Working Group* (costituito da rappresentanti della Commissione, del CEER, degli Stati membri in collegamento con l'industria e del GTE) ha preparato lo *Strategy Paper* che delinea una visione di lungo termine per la creazione di un mercato unico integrato del gas in Europa. Va segnalata l'adozione da parte del Forum delle *Linee guida* per l'accesso di terzi alle reti del gas dell'Unione europea, concordate con gli operatori delle reti, passo fondamentale per lo sviluppo della concorrenza fra operatori. Il Forum ha inoltre adottato principi comuni per i corrispettivi e le tariffe di uso delle reti di trasmissione, in vista di un maggiore coordinamento e di una armonizzazione delle strutture tariffarie nazionali.

Su invito del Forum, il GTE ha deciso di aumentare il grado di trasparenza del mercato, pubblicando i dati sulle capacità disponibili almeno a tutti i punti di interconnessione transfrontaliera delle rete europea del gas. Il Forum ha concordato sulla necessità di spingere oltre l'adozione di regole non discriminatorie sulla gestione delle congestioni e l'allocazione delle capacità in caso di scarsità.

La creazione di una nuova associazione EASEE Gas (*European Association for Steamlining of Energy Exchange Gas*) con l'obiettivo di armonizzare gli ostacoli tecnici all'interoperabilità delle reti europee, definendo standard tecnici comuni, è stata accolta con favore dal Forum.

In tema di contratti a lungo termine e sicurezza delle forniture, il Forum ha promosso la definizione, dove necessario e possibile sotto il profilo legale, di una programmazione delle stesse compatibile con la promozione della concorrenza. L'OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) ha inoltre realizzato, su invito del Forum, uno studio sul potenziale produttivo di gas europeo e delle forniture extra europee nel quadro di un mercato unico concorrenziale.

L'accesso alle reti europee

L'integrazione dei mercati nazionali è condizionata dalle differenze fra i diversi Stati membri nella struttura e nel livello delle tariffe applicate, nei regimi di bilanciamento e stoccaggio di diverso peso per il settore elettrico e quello del gas.

Energia elettrica

Mediate su tutte le forniture, ed escludendo gli eventuali oneri di regolazione (presenti nelle tariffe di trasmissione in Danimarca, Germania, Italia, Olanda e Spagna), le tariffe per l'utilizzo delle reti risultano in genere abbastanza variabili da paese a paese, dove, in alcuni casi, costituiscono una voce molto rilevante del costo finale dell'energia. Risaltano in modo eccezionale la Germania e l'Austria con tariffe in media e bassa tensione oltre il 50 per cento superiori ai valori tipici degli altri paesi. Più in generale, la variabilità evidenziata è solo parzialmente attribuibile alle diverse condizioni locali. Non è infatti sempre evidente che le tariffe applicate riflettano i costi reali. In particolare, non si possono escludere rendite da monopolio e pratiche discriminatorie applicate a favore di generatori collegati con i Gestori delle reti, soprattutto i quei paesi dove è più debole o inesistente il controllo del regolatore.

Le strutture delle tariffe di trasmissione elettrica nei diversi paesi sono caratterizzate da una forte variabilità della ripartizione dei corrispettivi tra generatori e carichi di rete (cosiddette componenti G e L). In genere, tuttavia, la componente G rappresenta una percentuale inferiore della tariffa complessiva: è nulla in sei paesi, varia tra 10 e 20 per cento in altri sei Stati ed è superiore al 25 per cento solo in Grecia, Regno Unito e Svezia. È invece significativamente diversa l'incidenza del contributo complessivo (componenti G e L) per l'impegno di capacità, variando da valori prossimi a zero in Danimarca e Finlandia a valori superiori al 60 per cento della tariffa totale in Belgio, Germania, Portogallo e Regno Unito. Nella maggior parte dei paesi vengono applicate tariffe francobollo. Le tariffe di trasmissione includono segnali localizzativi per incentivare l'installazione di nuova capacità solo in Grecia, Irlanda, Italia, Svezia e Regno Unito. Le tariffe di distribuzione sono quasi ovunque di tipo francobollo e non distinguono tra componenti di generazione e carico.

Il passaggio da imprese verticalmente integrate che gestivano internamente il bilanciamento dei flussi di energia a un mercato aperto in cui più operatori concorrono a soddisfare la domanda, utilizzando la medesima rete, ha richiesto la definizione di nuove regole; queste, valorizzando gli sbilanciamenti in eccesso o in difetto rispetto alle previsioni, devono garantire il bilanciamento coor-

dinato tra le offerte e la domanda di energia in ogni istante. Gli Stati membri hanno affrontato la problematica in modo differenziato, soprattutto con riferimento al ruolo del Gestore della rete, al periodo di bilanciamento e alle modalità di determinazione dei prezzi da applicare.

Solo in pochi paesi, il mercato dei bilanciamenti viene gestito attraverso una entità indipendente dal Gestore della rete: Danimarca e Svezia nel mercato Nordel, Spagna e Regno Unito. Negli altri paesi membri, il Gestore della rete ha un ruolo preponderante, seppure con diversa prevalenza e autonomia. In Belgio, Francia, Germania e Portogallo, i Gestori delle reti fissano autonomamente le tariffe per gli scarti in eccesso o in difetto in funzione dell'ora del giorno e del grado di sbilanciamento. Negli altri paesi i prezzi vengono determinati attraverso aste per le offerte di capacità in aumento o in diminuzione, alle quali possono partecipare oltre ai generatori, in alcuni casi, anche i clienti finali.

Lo sviluppo di sistemi di gestione del bilanciamento elettrico in mercati aperti deve ritenersi ancora in fase sperimentale, oltre che suscettibile di notevoli miglioramenti, anche in funzione delle esperienze acquisite in altre parti del mondo. Nei paesi membri con un ruolo preminente del Gestore della rete, le società di trasmissione sono in genere collegate con quelle di generazione dominanti; in questi casi, in mancanza di qualche forma di regolazione, i prezzi applicati risultano spesso asimmetrici, molto più elevati per gli acquisti in deficit che per le vendite. In alcuni paesi i nuovi entranti vengono scoraggiati anche dalla brevità del periodo di bilanciamento; in Belgio, Germania e Olanda tale periodo è di appena 15 minuti e i generatori sono spesso costretti a ricorrere a contratti bilaterali, con l'impresa dominante, a condizioni sfavorevoli. Tuttavia, quasi ovunque negli Stati membri, anche dove vige una netta separazione del Gestore della rete, il mercato dei bilanciamenti è dominato da pochi generatori, che riescono a determinare prezzi a loro favore.

Gas naturale

La struttura delle tariffe di trasporto rappresenta in molti Stati membri uno dei principali ostacoli alla concorrenza. Diversamente dalla trasmissione elettrica, il trasporto del gas si sostanzia in effettivi spostamenti fisici del prodotto; pertanto nella determinazione delle tariffe è più importante, che non nel settore elettrico, la componente di capacità impegnata. Questa pesa, infatti, per oltre il 65 per cento, sulla struttura delle tariffe in tutti i paesi, variando attorno a un valore medio molto elevato di circa l'80 per cento, mentre nel settore elettrico oscilla attorno a un valore medio di appena il 40 per cento della tariffa complessiva.

Tariffe del tipo francobollo, indipendenti dalla distanza, sono la regola nei paesi più piccoli (Danimarca, Lussemburgo e Irlanda) o dove le reti hanno una estensione relativamente limitata (Svezia e Spagna nel caso dei grandi clienti). Tuttavia, in altri paesi piccoli, specificamente Belgio e Olanda (peraltro in presenza di reti molto magliate), è stata prescelta una tariffa "punto a punto" in cui la distanza di trasporto gioca un ruolo essenziale.

La posizione dei diversi Stati membri, riguardo all'accesso agli stoccaggi, è molto diversa, anche in virtù del fatto che la Direttiva 98/30/CE ha prescritto per tale attività solamente un obbligo di separazione contabile delle altre attività della filiera. Nella maggior parte dei paesi non è giuridicamente riconosciuto un diritto specifico di accesso agli stoccaggi che appartengono, di norma, alle imprese integrate di trasporto. Queste ultime includono, in genere, gli oneri per i servizi di stoccaggio nelle tariffe di trasporto. Varie forme di accesso sono espressamente previste nella normativa solo in Danimarca, Italia, Regno Unito e Spagna.

Nel settore del gas, la stabilità delle molecole permette di effettuare il bilanciamento tra energia prodotta e/o importata ed energia prelevata dall'utente finale in tempi differiti, mediante la temporanea immissione in stoccaggi. La forma di accesso agli stoccaggi è importante in relazione alle esigenze di bilanciamento delle immissioni e dei prelievi di gas dalla rete ad alta pressione. È solo in Italia e nel Regno Unito che sono previsti mercati di bilanciamento analoghi a quelli del settore elettrico. In Danimarca, Francia, Germania, Irlanda e Olanda, i Gestori delle reti applicano tariffe di bilanciamento calibrate sui prezzi all'ingrosso. I nuovi entranti sono particolarmente esposti a elevati oneri di sbilanciamento, in funzione della più limitata quota di mercato e della conseguente maggiore volatilità dei prelievi. Un ulteriore ostacolo alla concorrenza deriva dalla brevità del periodo di bilanciamento imposto dalle società di trasporto in molti paesi. La situazione è particolarmente critica in Danimarca, Belgio, Germania e Olanda dove è richiesto il bilanciamento orario.

Ancora un ostacolo alla concorrenza nel settore del gas naturale deriva sia dalla durata annuale dei contratti di trasporto, a fronte di esigenze stagionali molto variabili, sia dallo scarso grado di separazione tra attività di trasporto e di vendita. I nuovi entranti possono essere ostacolati sia attraverso discriminazioni tariffarie, sia mediante pratiche di limitazione della capacità in entrata e in uscita, in modo da orientare la concorrenza ad aree marginali o ad aree ridotte nelle quali l'impresa dominante può comunque competere sfruttando le rendite da monopolio provenienti dal resto del territorio.

Gli scambi transfrontalieri di energia

Nei settori dell'energia elettrica e del gas gli ostacoli alla creazione del mercato unico rinviano all'armonizzazione delle metodologie di determinazione delle tariffe applicate nel commercio transfrontaliero, alle modalità di allocazione della capacità, alla gestione delle congestioni e alla trasparenza delle informazioni sulle capacità disponibili. I problemi derivanti dai limiti esistenti nella capacità di interconnessione vengono esaminati più oltre, in relazione ai programmi comunitari volti allo sviluppo delle infrastrutture.

Nella riunione del marzo 2002 del Consiglio europeo a Barcellona sono stati notati significativi progressi sia nella determinazione delle tariffe transfrontaliere sia nelle metodologie di allocazione della capacità dovuti in buona misura al citato lavoro di coordinamento svolto in questi anni dai Forum di Firenze e Madrid nonché dal CEER.

Sempre nella riunione di Barcellona si è sottolineata la persistenza di problemi in relazione a:

- le modalità di determinazione delle tariffe nei diversi paesi, in particolare l'insufficiente legame con i costi reali e con i segnali provenienti dal mercato all'ingrosso e dalle borse dell'energia;
- le procedure non uniformi di allocazione della capacità tra i diversi Stati membri;
- la trasparenza delle informazioni.

Energia elettrica

Questi problemi sono stati in parte superati, almeno in via sperimentale, con l'accordo del 22 febbraio 2002 tra la maggior parte dei Gestori delle reti, sotto lo stimolo del Forum di Firenze. Tale accordo transitorio, operativo dall'1 marzo al 31 dicembre 2002, prevede la soppressione di tutti i pedaggi per l'import e per il transito e ne fissa solo uno per l'export, pari a 1 euro/MWh. Inoltre, stabilisce che il nuovo meccanismo di tariffazione in vigore dall'1 gennaio 2003 dovrà essere basato su più precise analisi dei flussi di rete, oltre che rispondere a criteri di attinenza al costo, equità di compensazione tra i Gestori delle reti e semplicità di applicazione.

Al Forum di Firenze si è anche convenuto sull'inopportunità di riflettere il costo delle congestioni nelle tariffe transfrontaliere, stabilendo di trattarle in mercati separati, ai quali di fatto appartengono. Considerato l'obiettivo ultimo

di liberalizzazione del settore e della creazione di un mercato unico dell'energia, si ritiene opportuno risolvere le congestioni con metodi di mercato, il più possibile armonizzati attraverso tutti gli interconnettori.

Attualmente, vengono applicate molteplici procedure di allocazione della capacità di trasporto disponibile, a seconda della frontiera e degli accordi tra Gestori, alcune delle quali tipicamente non di mercato: tra queste si segnalano la prenotazione in base a contratti di lungo termine, l'allocazione in ordine di arrivo delle richieste o *pro rata* in proporzione alle richieste, oppure mediante ridispacciamento coordinato tra i Gestori delle reti dai due lati del confine. I metodi di mercato attualmente in uso possono ricondursi a tre principali tipologie:

- aste esplicite, eseguite per distinti periodi di fornitura;
- aste implicite, determinate dalle offerte sul mercato *spot* nel paese di importazione;
- ripartizione in modo da minimizzare la differenza dei prezzi *spot* tra le aree interconnesse.

Per il futuro si prospettano anche aste coordinate su più frontiere.

Gas naturale

Nel settore del gas, non sono stati registrati analoghi progressi verso l'integrazione dei mercati nazionali, ma il ritardo appare in parte attribuibile al minor tempo trascorso dall'adozione della Direttiva. In particolare, per quanto riguarda il trasporto di gas sugli interconnettori tra paesi membri, nel citato rapporto la Commissione rileva:

- la mancanza di un sistema armonizzato di determinazione delle tariffe;
- la scarsa trasparenza in relazione alla disponibilità di capacità per il trasporto;
- l'inesistenza di regole per il disimpegno di capacità non utilizzata nei contratti di lungo termine.

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, è in genere possibile riconoscere l'effettivo percorso del gas tra due frontiere almeno per distanze di trasporto non troppo lunghe. Tuttavia, considerata la molteplicità dei punti di immissione del gas a livello europeo, risulta difficile stabilire un percorso "contrattuale" che corrisponda quello effettivo. Attualmente le tariffe di trasporto applicate sono cumulative attraverso l'insieme delle reti presumibilmente coinvolte e pertanto scarsamente correlate con i costi reali.

Il principale problema nel settore del gas riguarda però la mancanza di trasparenza sulla disponibilità di capacità. La maggior parte della capacità di trasporto transfrontaliero è riservata per il gas sulla base di contratti di lungo termine, indipendentemente dal suo utilizzo effettivo. In genere il subentro di un nuovo entrante in sostituzione di una precedente fornitura dovrebbe liberare capacità di trasporto in uno o più tratti di rete. Il GTE, su sollecitazione del Forum di Madrid (vedi sopra), ha deciso di aumentare il grado di trasparenza del mercato pubblicando, come primo passo, i dati sulle capacità disponibili almeno a tutti i punti di interconnessione delle rete europea del gas.

Ulteriori problemi riguardano sia i diversi sistemi di bilanciamento in atto nei paesi membri, che complicano il commercio internazionale e andranno prima o poi uniformati, sia le clausole di destinazione che accompagnano i contratti di importazione tradizionali dalla Russia e dall'Algeria (in precedenza anche dalla Norvegia), impedenti il libero commercio del metano.

RAPPORTI DEL MERCATO ENERGETICO EUROPEO CON I PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE E DEL BACINO MEDITERRANEO

Il processo di allargamento dell'Unione europea

L'ingresso di nuovi paesi dell'Europa centrale e orientale nell'Unione europea può ampliare il mercato economico di riferimento.

Nella riunione del Consiglio europeo di Copenhagen del 1993 è stato stabilito che i paesi dell'Europa centrale e orientale che intendevano proporsi come candidati per il loro ingresso nell'Unione europea potevano diventare membri non appena in grado di assumere gli obblighi connessi con l'adempimento delle condizioni economiche e politiche richieste; definiva, inoltre, quali criteri per l'adesione: la stabilità delle istituzioni democratiche, la presenza di una economia di mercato funzionante, la capacità di assumere le obbligazioni dell'Unione politica, economica e monetaria e l'adattamento delle strutture amministrative per la trasposizione e attuazione della legislazione europea in quella nazionale.

Nel 1994 il Consiglio europeo di Essen definiva la procedura di preadesione che, facendo leva su diversi strumenti e programmi per l'assistenza tecnica e finanziaria, prepara i negoziati attraverso un esame analitico dell'*acquis* comunitario, ovvero dell'insieme di leggi e normative (organizzate in 31 capitoli uno

per ognuno dei principali settori) sviluppate nel corso degli ultimi 4 decenni, che definiscono l'unità giuridica dell'Unione europea. La procedura, comprensiva della verifica dei risultati raggiunti e di revisioni delle strategie di avvicinamento, effettuate sulla base di relazioni periodiche presentate al Consiglio europeo, è stata formalizzata nel 1997 dalla Commissione europea con l'Agenda 2000.

Sulla base dei risultati raggiunti in questa fase, nel 1998 sono stati avviati i negoziati per l'adesione di cinque paesi dell'Europa centrale e orientale (Estonia, Repubblica Ceca, Polonia, Slovenia e Ungheria) e di altri cinque nel 2000 (Bulgaria, Lettonia, Lituania, Romania e Slovacchia).

Il Consiglio europeo di Nizza del 2000 ha definito il percorso di adesione e invitato alle conferenze sull'allargamento europeo anche i paesi dei Balcani, Turchia, Malta e Cipro. Il Consiglio europeo di Göteborg del 2001 ha ritenuto che il citato percorso possa permettere, a quei paesi che sono pronti per l'integrazione, la conclusione dei negoziati[3] entro la fine del 2002, e l'entrata nell'Unione europea entro il 2004. L'esame dei 31 capitoli dell'*acquis* comunitario, che sta al centro della fase di negoziato finale, è iniziato nel 1998, e a fine 2001 il processo di adeguamento era già abbastanza avanzato; per il primo gruppo di cinque paesi erano stati completati da 16 a 22 capitoli e per il secondo da 6 a 18.

3 I negoziati finali si svolgono attorno all'adozione nella legislazione nazionale e alle modalità di applicazione del citato *acquis* comunitario (insieme di leggi e normative comunitarie adottate negli ultimi 4 decenni) costituito da 31 capitoli, uno per ciascuno dei principali settori. Un capitolo si considera completato quando il paese candidato dimostra di aver recepito la normativa europea nella legislazione nazionale e di poter assicurare la sua applicazione effettiva mediante appropriate strutture amministrative e giuridiche. Dopo il completamento dei 31 capitoli si procede alla redazione di un Trattato di adesione che viene poi approvato dal Consiglio e dal Parlamento europeo e ratificato dal paese candidato e da ciascuno degli Stati membri.

L'*acquis* comunitario del settore dell'energia

L'esame dell'*acquis* comunitario nel settore dell'energia è iniziato alla fine del 1999 e non è ancora concluso per nessuno dei paesi candidati. L'assimilazione dell'*acquis* in questo settore è abbastanza impegnativa e riguarda oltre 260 atti legislativi secondari tra direttive, regolamenti, decisioni generali e raccomandazioni. L'incorporazione dell'*acquis* comunitario può considerarsi completo o a buon punto solo per la questione della sicurezza nucleare, che riguarda soprattutto Bulgaria, Lituania e Slovacchia.

L'integrazione dei paesi dell'Europa centrale e orientale nel settore dell'energia può fornire un valido contributo alla creazione del mercato unico europeo. Molti dei paesi candidati sono luoghi di transito di gas proveniente dalla Russia e in futuro dal Caucaso e dal Medio Oriente (attraverso la Turchia e i Balcani). La presenza di molteplici vie di trasporto di gas di diversa origine che convergono sull'area centro europea e l'esistenza in tali zone di importanti capacità di stoccaggio fanno di questi paesi potenziali centri di mercato, che si aggiungono ad altri in via di consolidamento in Nord Europa. Nel settore elettrico vanno evidenziate le significative eccedenze di capacità elettrica, in parte conseguenti alla drastica ristrutturazione del settore produttivo attuata nel corso degli anni Novanta. Le importazioni di energia sono facilitate dal sincronismo, iniziato a partire dal 1997, delle reti elettriche del sistema CENTREL (Associazione degli operatori del sistema di trasmissione di Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria) con quelle del sistema UCTE (che include anche Slovenia). L'inserimento delle reti bulgara e rumena in un futuro non troppo lontano potrà migliorare ulteriormente l'ottimizzazione del sistema elettrico europeo.

L'integrazione dei paesi dell'Est europeo nel mercato unico dell'Unione deve però tenere conto delle significative differenze strutturali (Tav. 1.14) che caratterizzano il settore energetico, quali:

- un elevato contenuto energetico primario del PIL che, seppure in diminuzione rispetto ai livelli degli anni Ottanta, risulta ancora quasi 4 volte maggiore del valore medio dell'Unione europea (676 contro 189 tep/euro nel 2000);
- un grado di autosufficienza energetica notevolmente superiore (63 per cento contro il 51 per cento dell'Unione europea) che deriva essenzialmente dall'incidenza della produzione di carbone e lignite (nel 2000 le fonti solide contribuivano per il 67 per cento alla produzione primaria totale, contro appena il 14 per cento nell'Unione europea);
- un'elevata dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas naturale (78 per cento contro 63 per cento dell'Unione europea) e un basso grado di diver-

sificazione degli approvvigionamenti che provengono ancora in buona parte dalla Russia e dai paesi dell'ex Unione Sovietica;

- una struttura dei fabbisogni interni sbilanciata verso carbone e lignite (43 per cento contro 15 per cento dell'Unione europea), utilizzati soprattutto nella generazione elettrica, ma tuttora importanti anche negli usi finali (20 per cento del totale, rispetto a meno del 4 per cento nell'Unione europea);
- una generazione elettrica sbilanciata sul termoelettrico tradizionale (carbone e lignite contribuiscono per il 59 per cento alla generazione lorda, contro il 25 per cento dell'Unione europea) con rendimenti mediamente più bassi di quelli dell'Unione (30 per cento contro il 41 per cento), caratterizzata inoltre da una scarsa disponibilità di generazione idroelettrica e nucleare nonché da un basso impiego del gas (7 per cento contro il 19 per cento nell'Unione).

TAV. 1.14 CONFRONTO TRA LE ECONOMIE ENERGETICHE DELL'UNIONE EUROPEA E DEI PAESI CANDIDATI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

	PAESI CEEC		UNIONE EUROPEA	
	1985	2000	1985	2000
Pil (miliardi euro a prezzi 2000)	**342**	**393**	**5988**	**8484**
Pil/abitante (migliaia di euro)	**3,2**	**3,8**	**16,4**	**22,5**
Consumo energia primaria (Mtep)	**347**	**266**	**1241**	**1607**
Consumi elettrici (TWh)	**419**	**409**	**1824**	**2482**
Consumi/abitante				
Energia primaria (tep)	3,3	2,5	3,4	4,3
Elettricità (MWh)	4,0	3,9	5,0	6,6
Intensità energetica del Pil				
Energia primaria (tep/euro)	1016	676	207	189
Elettricità (kWh/mille euro)	1227	1039	305	293
Produzione di energia primaria (Mtep)	**264,7**	**189,0**	**735,2**	**731,0**
Carbone e lignite	185,7	128,1	239,4	102,6
Petrolio	13,7	9,5	150,9	160,0
Gas naturale	41,9	16,9	131,9	190,9
Energia nucleare	11,7	20,3	147,4	210,6
Idroelettrico e rinnovabili	11,7	14,1	65,7	66,9
Autosufficienza in fonti fossili (%)	**74,7**	**66,7**	**50,9**	**39,1**
Carbone e lignite	105,7	112,7	75,7	46,4
Petrolio	17,1	14,4	29,5	27,3
Gas naturale	62,5	32,5	66,6	54,3
Generazione elettrica lorda (TWh)	**411,0**	**410,3**	**1932,9**	**2575,8**
Carbone	251,0	242,3	737,6	638,9
Petrolio	40,8	18,6	174,8	175,8
Gas naturale	46,9	27,9	130,5	480,1
Nucleare	44,9	79,3	574,9	863,7
Idroelettrica e rinnovabili	27,3	42,2	315,1	417,3
Consumi finali (Mtep)	**239,9**	**160,1**	**822,1**	**954,4**
Carbone e derivati	78,1	28,0	101,4	40,5
Prodotti pettroliferi	48,7	41,7	373,6	438,9
Gas naturale e altri gas	44,1	33,5	161,4	228,1
Elettricità	27,0	24,2	136,3	184,9
Calore	33,3	22,3	16,0	21,3
Rinnovabili e altre fonti	8,7	10,4	33,3	40,7

Nel corso degli anni Novanta, tutti i paesi hanno avviato ambiziosi programmi di riorganizzazione del settore energetico. Negli ultimi anni, nella prospettiva di una prossima adesione all'Unione europea, molti hanno intrapreso in anticipo il recepimento delle Direttive europee, con interventi di separazione tra le diverse fasi della produzione, del trasporto, della distribuzione e della vendita, spesso più avanzate che nella maggior parte dei paesi membri; hanno inoltre istituito organismi di regolazione settoriale (Tav. 1.15).

TAV. 1.15 CARATTERISTICHE DEGLI ORGANI DI REGOLAZIONE NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

PAESE	REGOLATORE	CARICHE	ANNO	FINANZIAMENTO	COMPETENZE	SETTORI REGOLATI
ALBANIA	Electricity Regulatory Authority	1 presidente e 5 commissari, in carica 4 anni rinnovabili	1995	Fees sulle licenze delle imprese regolate	Tariffe, prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità
ARMENIA	Energy Regulatory Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Tariffe, licenze	Elettricità e Gas
BULGARIA	State Energy Regulatory Commission	1 presidente e 6 commissari, in carica 5 anni	2000	Budget Governativo	Protezione dei consumatori e qualità del servizio, permessi, licenze, tariffe, sanzioni	Elettricità e Gas
REPUBBLICA CECA	Energy Regulatory Office	1 presidente in carica 5 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, qualità del servizio, protezione dei consumatori, risoluzione di controversie	Elettricità e Gas
ESTONIA	Energy Market Inspectorate	Organizzazione parte del Ministero dell'economia	1998	Budget Governativo	Licenze, qualità del servizio e protezione dei consumatori, promozione della competizione, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
LETTONIA	Public Utilities Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	2001	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Promuovere la competizione, protezione dei consumatori, promozione degli investimenti, licenze, tariffe, qualità del servizio, prezzi, risoluzione di controversie	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomuniazioni, Ferrovie, Poste
LITUANIA	The National Control Commission for Prices and Energy in Lithuania	1 presidente, 1 vice presidente, 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Prezzi, tariffe, qualità del servizio, monitoraggio del mercato	Elettricità, Gas, Acqua, Trasporti
POLONIA	The Energy Regulatory Authority	1 presidente, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo (fondi provenienti da contributi sulle licenze delle imprese regolate)	Licenze, tariffe, prezzi, qualità del servizio, risoluzione di controversie, sanzioni, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
ROMANIA	Romanian Electricity and Heat Regulatory Authority	1 presidente, a tempo indeterminato	2000	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Protezione dei consumatori, licenze, prezzi, tariffe, monitoraggio del settore e del mercato	Elettricità
SLOVACCHIA	Regulatory Office for Network Industries	1 presidente, 1 vice presidente, 4 commissari, in carica 6 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomunicazioni, Trasporti
UNGHERIA	Hungarian Energy Office	1 presidente e 2 vice presidenti, 3 direttori, in carica a tempo indeterminato fino a nuova nomina	1994	Finanziamento con contributi determinati dal Ministero delle Finanze e dell'Economia	Licenze,a prezzi, protezione dei consumatori, monitoraggio delle attività delle imprese regolate	Elettricità e Gas

Fonte: ERRA, 2002.

Al fine di attrarre capitali privati, quasi tutti i paesi dell'Europa centrale e orientale hanno avviato o stanno avviando vasti programmi di privatizzazione delle imprese. Questi si scontrano, tuttavia, con problemi di natura sia politica, connessi con il timore della perdita di controllo nazionale su un settore strategico, sia sociale che possono accompagnare l'apertura del mercato in termini di aggiustamento dei prezzi ai costi e di perdita di posti di lavoro nel settore energetico.

Permangono in quasi tutti i paesi, inoltre, numerosi problemi di regolamentazione che ostacolano la liberalizzazione dei mercati, quali: relazioni contrattuali verticali di lungo periodo tra generatori, rete di trasmissione e fornitori sul mercato finale; massimali sulle importazioni di energia elettrica dei clienti idonei a favore della generazione interna; limiti alle autorizzazioni per l'importazione elettrica che vanno a detrimento della produzione nazionale; imposizione dell'accesso alle reti di trasporto e distribuzione solo per l'energia prodotta all'interno dei confini nazionali; compensazione per le differenze in difetto tra prezzo di mercato e precedente prezzo contrattuale; mancata distinzione in alcuni paesi tra mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio; sussidio incrociato della distribuzione con i proventi della trasmissione.

TAV. I.16 CARATTERISTICHE DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

	GESTORE DEL MERCATO	GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	CLIENTI IDONEI[A] %	N. OPERATORI RESPONSABILI DEL 75% DELLA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ	ACCESSO DI TERZI ALLE RETI REGOLATO
ALBANIA	NO	NO	0	1	in discussione
ARMENIA	SI	SI	N.D.	3	2001[B]
BULGARIA	NO	SI	10	10	2002[C]
REPUBBLICA CECA	SI	SI	33	2	2002
ESTONIA	NO	SI	20	1	1998
LETTONIA	SI	SI	11	1	2000
LITUANIA	SI	SI	22	1	2002[C]
POLONIA	NO	SI	47	8	1998
ROMANIA	SI	SI	33	3	1999
SLOVACCHIA	NO	SI	30	1	2002
UNGHERIA	NO	SI	33[D]	4	2003

(A) È prevista l'apertura totale del mercato in Lettonia (2006), in Lituania (prima del 2010), in Polonia (2005), in Slovacchia (2004).
(B) Il dato riguarda solo la trasmissione.
(C) Previsione.
(D) Il dato dell'Ungheria si riferisce alle previsioni per il 2003.

Fonte: ERRA, 2002

L'area mediterranea

La crescita degli scambi commerciali di gas e di energia elettrica tra i paesi dell'area mediterranea non sarebbe stata possibile senza il concorso di sistemi di trasporto internazionale e regionale, sia di collegamento tra i paesi che si affacciano sulla costa meridionale e orientale del Mediterraneo, sia tra questi e quelli della riva settentrionale.

Nel settore elettrico, tre paesi del Maghreb (Algeria, Marocco e Tunisia) erano interconnessi all'inizio degli anni Novanta. Più recentemente, altri quattro paesi (Egitto, Giordania, Libia e Siria) hanno costituito un insieme interconnesso, mentre sono in corso di ultimazione le interconnessioni tra Libia e Tunisia, e tra Siria e Turchia. Al loro completamento si avrà un collegamento lungo oltre 8.000 km tra Gibilterra e il Bosforo, la maggior parte del quale a 225 kV. Nel lato occidentale del Mediterraneo esiste, dal 1997, un collegamento tra il Marocco e la Spagna. Inoltre, l'interconnessione Grecia-Italia nel 2001 ha aperto la Grecia alle reti europee. Il completamento dell'anello elettrico mediante collegamento in parallelo della Turchia è stato invece rallentato dallo stato di distruzione e degrado delle interconnessioni nei paesi balcanici, a seguito dei conflitti dell'ultimo decennio. Attualmente, l'unico paese dell'area mediterranea a rimanere completamente isolato è Israele. L'interconnessione ad anello permette risparmi di energia dell'ordine del 5 per cento e oltre rispetto alla generazione in sistemi isolati. Tuttavia, è anche vero che l'operazione sincrona tra sistemi elettrici molto magliati, caratteristici dei paesi del Mediterraneo del Nord, e sistemi generalmente filiformi dei paesi della sponda Sud può comportare instabilità e perdite in particolari condizioni.

Nel settore del gas, diversamente dal settore elettrico, i flussi di energia tra le sponde Nord e Sud del Mediterraneo sono e rimarranno a senso unico. Nel 2000 Algeria e Libia (in parte minima) hanno coperto il 35 per cento dei fabbisogni di gas naturale della sponda Nord e il 43 per cento dei fabbisogni di importazione dell'Unione europea. Le importazioni nei paesi dell'Unione europea di grandi quantitativi di gas naturale dal Nord Africa sono divenute possibili grazie all'esistenza di importanti infrastrutture di trasporto, specificamente: quattro terminali di liquefazione in Algeria e due in Libia, per una capacità nominale complessiva di circa 35 miliardi di mc/anno; tre gasdotti sottomarini per l'esportazione del gas algerino in Italia attraverso la Tunisia (Transmed I e II), e in Spagna e Portogallo attraverso il Marocco (Maghreb-Europe), per una capacità di 35 miliardi di mc/anno, estensibile a 50 miliardi. Il gas naturale è

un'importante componente dei consumi di Algeria, Egitto, Libia, Siria e Tunisia, ma è praticamente assente dal bilancio energetico degli altri paesi della sponda Sud. Inoltre, il commercio di gas naturale tra questi paesi ha fino a oggi giocato un ruolo circoscritto alle esportazioni dall'Algeria alla Tunisia e dalla Siria alla Giordania.

Il forte sviluppo dei fabbisogni di energia elettrica e di gas previsto nel decennio in corso richiede un consistente ampliamento delle infrastrutture di trasporto. Nel settore elettrico, i progetti di interconnessione e rafforzamento dell'anello Mediterraneo più importanti a medio termine riguardano: i collegamenti a 400 kV tra Algeria e Marocco, tra Algeria e Tunisia e tra Libia e Tunisia; i collegamenti in corrente continua tra Algeria e Spagna e tra Italia e Tunisia; il collegamento tra Algeria e Italia (Sardegna); il collegamento tra Grecia e Turchia; il completamento dell'anello nell'area balcanica. Numerosi progetti sono previsti anche nel settore del gas, specificamente: gasdotti per l'esportazione di gas libico in Italia e di gas algerino in Spagna (Medgas); gasdotti per l'esportazione di gas algerino in Italia e Francia (Corsica) attraverso la Sardegna; gasdotti per il trasporto di gas egiziano in Turchia; terminali di liquefazione in Egitto per l'esportazione ai paesi della sponda Nord e alla Turchia; gasdotti minori tra Egitto e Giordania, tra Siria e Libano; terminali di rigassificazione in Italia, Spagna e Turchia. Sono in avanzata fase di valutazione due progetti di generazione elettrica e trasmissione, rispettivamente verso l'Italia e la Spagna, di gas algerino che includono, oltre alle linee di trasmissione, anche impianti di generazione elettrica localizzati nella sponda Sud.

Il problemi di finanziamento

Uno dei principali problemi aperti riguarda il finanziamento delle infrastrutture di produzione e trasporto. Obbligati, dalla rapida crescita della popolazione, a concentrare le risorse su settori prioritari come l'educazione e la sanità, gli Stati della sponda Sud dispongono di sempre meno mezzi per il finanziamento delle infrastrutture, tra cui quelle critiche nel settore dell'energia. Se è sempre più evidente la tendenza ad affidare gli investimenti al capitale privato, è altrettanto chiaro che i flussi di investimenti internazionali si dirigono verso gli utilizzi a minor rischio, caratterizzati dall'esistenza di un quadro istituzionale e giuridico stabile e prevedibile. Sotto questo aspetto, è significativo che l'incidenza, già storicamente bassa, degli investimenti diretti dei paesi dell'Unione europea nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo (inferiori al 4 per cento degli investimenti totali) è diminuita a valori prossimi a zero nel corso dell'ultimo decennio.

I paesi che desiderano intensificare le relazioni con l'Unione europea non possono ignorare le riforme attuate nei mercati elettrici e del gas dei paesi membri. Diversi tra i paesi esportatori, in modo particolare l'Algeria, si sono già da tempo mossi per adattare la loro legislazione nel settore dell'energia con riforme liberalizzanti, in buona parte ispirate ai modelli europei. Tuttavia, la forte impronta concorrenziale nella nuova regolamentazione del settore elettrico e del gas introduce elementi di novità che hanno implicazioni critiche per i paesi prevalenti esportatori di materie prime. Il problema riguarda in primo luogo il settore del gas dove la liberalizzazione si manifesta in termini di una ridotta importanza dei contratti di lungo termine, con l'attenuazione o soppressione delle formule di *take or pay* e dell'indicizzazione al prezzo del petrolio; oltre che con un ricorso più frequente ai mercati *spot* e a quotazioni a termine. Un analogo problema esiste nel settore elettrico, soprattutto quando la maggior parte della generazione è destinata all'esportazione in Europa.

La cooperazione energetica nell'area mediterranea

L'area mediterranea ha una importanza strategica per l'Unione europea per motivi di ordine economico, politico e sociale. Riconoscendo la rilevanza critica dei rapporti tra i paesi dell'area, nel novembre del 1995 i 15 paesi dell'Unione europea e i 12 paesi mediterranei[4] hanno avviato una nuova fase di cooperazione, nota come il Processo di Barcellona; il suo obiettivo concreto è quello di favorire lo sviluppo economico e sociale, attraverso il commercio dei partner mediterranei sia con l'Unione europea sia tra di loro. Il Processo di Barcellona privilegia la cooperazione transnazionale e regionale, come efficace catalizzatore di quella bilaterale e mira a intensificare la cooperazione tra i partner mediterranei, partendo dove possibile da una base sub regionale. La cooperazione nel campo dell'energia è particolarmente significativa, in quanto le interconnessioni internazionali contribuiscono all'avvicinamento tra i popoli, allo sviluppo di forme di solidarietà transfrontaliera, all'integrazione delle economie.

4 I paesi sono Algeria, Marocco, Tunisia (Maghreb), Egitto, Giordania, Israele, Libano, Siria e l'Autorità palestinese (Mashrek), Cipro, Malta e Turchia. Questi ultimi tre paesi sono anche candidati per l'accesso all'Unione europea; Cipro e Malta hanno avviato i negoziati mentre Turchia si trova nella fase di pre accessione. La Libia partecipa come osservatore ad alcune riunioni.

TAV. 1.17 **FABBISOGNO DI ENERGIA NEI PAESI DELLE SPONDE NORD E SUD DEL MEDITERRANEO 1980-2000**

	1980	1990	2000	2010
TOTALE ENERGIA PRIMARIA (Mtep)	**560**	**727**	**860**	**1.116**
NORD	465	562	635	726
SUD	95	164	225	390
PETROLIO (Mtep)	**361**	**363**	**429**	**393**
NORD	297	267	306	222
SUD	63	97	123	171
GAS NATURALE (Mtep)	**61**	**109**	**189**	**324**
NORD	49	78	126	186
SUD	11	31	63	138
ELETTRICITÀ (TWh)	**757**	**1.159**	**1.509**	**2.093**
NORD	673	969	1.169	1.404
SUD	84	190	340	689
POPOLAZIONE (milioni)	**344**	**391**	**443**	**485**
NORD	190	196	201	204
SUD	154	195	242	281

Fonte: Eurostat per gli anni storici, OEM per le previsioni.

Il principale strumento finanziario per la realizzazione del partenariato euro mediterraneo è il programma MEDA, il cui scopo è offrire i supporti tecnici e finanziari per le azioni di riforma economica e sociale avviati nei paesi mediterranei. I settori prioritari di intervento sono acqua, trasporti, energia, industria, informatica e ambiente. L'Unione europea è di gran lunga la principale fonte di finanziamento di programmi regionali in quest'area. Nel periodo 1995-2001 l'ammontare dell'impegno finanziario è stato di oltre 5 miliardi di euro, dedicati soprattutto ad attività di studio, ad analisi di fattibilità e di accompagnamento ai programmi di intervento. A questi fondi vanno aggiunti impegni pari a 6 miliardi di euro della Banca europea degli investimenti.

La cooperazione energetica nel campo dell'energia, delineata nell'ultimo incontro inter ministeriale, tenuto a Casablanca nel febbraio 2001, conferma la volontà di promuovere la creazione di un mercato regionale per l'energia elettrica e per il gas nella sua duplice dimensione Nord-Sud e Sud-Sud. Le principali raccomandazioni nel settore elettrico e del gas riguardano:

- il rafforzamento delle interconnessioni tra i paesi del Nord Africa;
- la promozione di progetti di interconnessione tra Nord e Sud, che tengano conto delle opportunità offerte dalla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica e del gas;
- l'analisi dei problemi di sincronizzazione nell'anello elettrico;

- l'analisi comparata di progetti di esportazione di gas rispetto a elettricità generata da gas;
- l'adozione di misure per promuovere la liberalizzazione del mercato del gas;
- la promozione degli investimenti attraverso l'adozione di regole trasparenti e durature.

SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE E STRATEGIE INDUSTRIALI

Il conseguimento del mercato unico dell'energia dipende soprattutto dall'esistenza di adeguate interconnessioni tra i paesi membri per il trasporto e il commercio dell'energia, e dalle modalità del loro utilizzo. Più sopra sono state esaminate le condizioni di accesso agli interconnettori internazionali; qui di seguito si considerano l'adeguatezza della capacità di trasporto di energia tra i diversi sistemi nazionali, nonché gli interventi in atto per il loro potenziamento nel quadro del programma comunitario per lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia (TEN).

Le infrastrutture di trasporto transeuropee di energia paiono carenti, sia per l'energia elettrica sia per il gas, sotto tre profili: la creazione del mercato interno dell'energia; la sicurezza degli approvvigionamenti; l'integrazione delle aree periferiche.

Energia elettrica

La maggior parte delle interconnessioni elettriche esistenti tra i diversi sistemi nazionali trova giustificazione primaria nell'esigenza di garantire affidabilità ed efficienza operativa, attraverso il coordinamento tra i vari operatori. Molte di esse sono state costruite ai fini dello sfruttamento delle complementarietà esistente tra le differenti tipologie di generazione prevalenti nei paesi confinanti, soprattutto in relazione alla disponibilità di energia idroelettrica e, in tempi più recenti, di eccedenze nucleari a basso costo.

In questa logica le interconnessioni esistenti sono in genere relativamente limitate, rispetto alle nuove esigenze che nascono soprattutto dalla liberalizzazione del mercato a livello europeo. Le congestioni dovute alla scarsa capacità di trasmissione si riflettono in utilizzo intensivo e saturazione degli interconnettori. Spesso aggravate da modalità di allocazione inadeguate, esse portano alla segmentazione del mercato europeo, caratterizzata da significative differenze di prezzo tra i paesi confinanti, che favorisce l'estrazione di rendite da parte

degli esportatori. Si ritiene che per eliminare la segmentazione dei mercati sia necessaria una capacità di interconnessione superiore ad almeno il 20 per cento della capacità totale richiesta, ma tali livelli sono raggiunti solo in alcune aree limitate dello spazio europeo.

La capacità di trasmissione è in genere relativamente elevata (superiore al 15 per cento della capacità totale richiesta) nei paesi minori, in termini di domanda elettrica, i cui consumi sono concentrati in aree limitate facilmente collegabili con altri paesi europei; si tratta di Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Olanda e Svezia. All'estremo opposto sono paesi caratterizzati soprattutto da limitate frontiere in comune con altri paesi membri (isole o penisole), che hanno in genere una capacità di interconnessione inferiore al 5 per cento della capacità totale: Grecia, Irlanda, Italia, Portogallo, Spagna e Regno Unito. In una posizione intermedia (capacità di interconnessione attorno al 10 per cento della capacità totale) sono la Francia e la Germania, dotate di confini nazionali comuni molto estesi, ma anche di una domanda elettrica assai elevata.

Attualmente le strozzature alla trasmissione tra le frontiere dividono il sistema elettrico europeo in sette principali aree. In particolare, si riconoscono un'area baricentrica costituita da Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda (che include anche la Svizzera) e sei periferiche: la penisola iberica, la Scandinavia, le due isole britanniche, l'Italia e la Grecia. In queste aree vi è in genere un accettabile livello di interconnessione interna. Le restrizioni più critiche riguardano i collegamenti al confine tra Francia e Spagna; tra Austria, Francia, Svizzera e Italia; tra Belgio e Olanda; tra Danimarca e Germania; tra Irlanda/Irlanda del Nord e Regno Unito/Scozia.

L'esistenza di strozzature tra le aree ha forti implicazioni anche per la sicurezza degli approvvigionamenti. La capacità di riserva elettrica rispetto alla capacità installata totale è limitata (meno del 5-6 per cento) in tutte e sette le aree e può considerarsi critica (meno del 3-4 per cento) in cinque di queste. Solo l'Italia e il Regno Unito hanno attualmente una capacità di riserva marginalmente accettabile, prossima al 6 per cento. Il grado di sicurezza aumenta in modo significativo, se si aggiunge la capacità di importazione attraverso gli interconnettori, ma non per tutte le aree. Inoltre, la situazione viene aggravata dalla forte crescita elettrica attesa nel breve termine in alcune delle aree. Particolarmente critico appare, sotto questo aspetto, il margine di riserva (incluse le potenziali importazioni) di Grecia/Balcani. dell'Irlanda e della penisola iberica.

Particolare attenzione va rivolta anche alle interconnessioni delle aree periferiche e con i paesi di nuova adesione. Il potenziamento dei collegamenti con aree isolate e con isole distanti, se storicamente ritenuto in genere troppo costoso per i benefici ottenuti, può essere giustificato, in una prospettiva futura, dal contributo che queste aree sono in grado di dare alla generazione da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda i paesi di prossima adesione, cinque di essi (Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia e Ungheria) sono già sincronizzati con le reti dei paesi membri dell'Unione europea. Questi e altri paesi confinanti hanno eccedenze di capacità e già oggi contribuiscono in modo significativo alla copertura dei fabbisogni elettrici, con esportazioni nette verso l'Unione equivalenti a quasi il 2 per cento dei consumi nel 2000. Con la futura inclusione diventa strategico rafforzare le interconnessioni con tali paesi, nell'ottica del mercato unico europeo e della sicurezza degli approvvigionamenti.

Gas naturale

Negli ultimi tre decenni le reti di trasporto del gas hanno praticamente triplicato la loro estensione, raggiungendo un notevole livello di magliatura nella maggior parte dei paesi membri. Inoltre, diversamente dal settore elettrico, i collegamenti internazionali nel settore del gas sono abbastanza ben sviluppati, dato l'elevato livello di importazioni di gran parte dei paesi europei. Infatti, sei paesi dipendono interamente dall'estero per i loro approvvigionamenti di gas naturale, mentre a livello europeo mediamente oltre il 40 per cento del fabbisogno proviene da paesi esterni all'Unione o da altri paesi membri. Gli interconnettori sono progettati quasi esclusivamente per l'esportazione dai paesi produttori o per il transito di gas; nel complesso, oltre il 60 per cento del gas consumato attraversa due o più frontiere.

Rispetto al settore elettrico, la capacità di trasporto non costituisce in genere un vincolo al commercio internazionale, quanto a problemi legati alle modalità di utilizzo della capacità disponibile. Infatti, la maggior parte dei metanodotti internazionali sono impegnati per il trasporto di gas in base a contratti di lungo periodo con clausole di *take or pay*. Tali contratti fanno quasi sempre capo a società collegate con le imprese di trasporto che, dato il loro interesse a proteggere quote di mercato, non sono incentivate a risolvere eventuali problemi di congestione, e possono anche essere portate a travisare l'effettiva disponibilità di capacità. Questo problema può essere risolto in modo più efficiente introducendo norme di trasparenza nell'utilizzo della capacità delle reti esistenti, anziché costruendo nuove reti. La consuetudine, nella maggior parte dei contratti con paesi esterni all'Unione europea, di inserire clausole di destinazione nazionale e settoriale, irrigidisce ancor più l'utilizzo delle grandi reti

di trasporto a favore del mantenimento delle posizioni di mercato delle imprese dominanti.

D'altra parte, il previsto forte aumento dei fabbisogni di gas, a fronte di un continuo calo della produzione interna dell'Unione europea, non può essere soddisfatto che mediante nuove importazioni e la creazione di ingenti infrastrutture per l'approvvigionamento. Il potenziamento delle infrastrutture di importazione deve dare peso al contributo della concorrenza, che può venire da un allargamento a nuovi paesi esportatori (Azerbaigian, Egitto, Iran, Libia, Qatar, Turkmenistan, Trinidad ecc.). A questo riguardo, si rileva l'importanza che dovrà giocare nel futuro il trasporto marittimo mediante gas naturale liquefatto, la cui maggiore flessibilità rispetto al trasporto metaniero favorisce la diversità e la liquidità del mercato del gas. In un futuro non troppo lontano il trasporto marittimo avrà inoltre la capacità di collegare i principali mercati regionali (asiatico, statunitense, europeo). Infine, il crescente ricorso al gas naturale richiederà un maggiore sviluppo degli stoccaggi, almeno in quelle parti dell'Europa che attualmente ne sono sprovviste. Gli stoccaggi, oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, possono contribuire a flessibilizzare il mercato del gas e ad aumentare le opportunità della concorrenza.

Sebbene le reti europee del gas siano abbastanza ben integrate, rimangono escluse alcune regione periferiche, attualmente isolate o sprovviste di gas naturale. Finlandia e Grecia sono ancora completamente isolate e pertanto non possono fruire dei pieni benefici della concorrenza nel mercato unico che proviene dalla diversità e molteplicità dei fornitori. Inoltre, esistono diverse aree che non hanno ancora accesso al gas naturale; tra queste la Sardegna e la Corsica, ma anche zone interne, soprattutto in alcuni paesi che hanno solo recentemente iniziato lo sviluppo del gas naturale.

La realizzazione dei progetti TEN

L'importanza delle reti transeuropee era pienamente riconosciuta già nel Trattato di Roma, ai fini del duplice obiettivo del funzionamento armonioso del mercato interno e del rafforzamento della coesione economica e sociale. L'art. 154 (ex 129B) stabilisce che l'Unione contribuirà allo sviluppo delle reti transeuropee di trasporto, telecomunicazione ed energia promuovendo l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti nazionali, il collegamento delle aree periferiche, nonché l'accesso alle reti. L'art. 155 (ex 129C) stabilisce le modalità di intervento e di sostegno finanziario dell'Unione allo sviluppo dei progetti. L'art. 156 (ex 129D) specifica la possibilità di cooperazione con paesi terzi su progetti di comune interesse.

La promozione delle reti transeuropee ha ricevuto rinnovato impulso con il Trattato di Maastricht del 1992 e con i Consigli di Edinburgo del 1992 e di Copenhagen del 1993, che hanno definito le operazioni di finanziamento. Nel settore dell'energia, un primo elenco di 10 progetti prioritari è stato stilato in occasione del Consiglio di Essen nel 1994, che includeva 5 progetti nel settore dell'energia elettrica e 5 nel settore del gas. I progetti del gas (i metanodotti Russia/Bielorussia/Polonia/Germania, Algeria/Marocco/Spagna, le reti di trasporto interno in Grecia, Portogallo e Spagna) sono stati completati in anni recenti. Solo due dei progetti di trasmissione elettrica (le interconnessioni Portogallo/Spagna e Italia/Grecia) sono stati ultimati, mentre problemi amministrativi hanno rallentato l'esecuzione degli altri tre (i collegamenti Francia/Italia, Francia/Spagna e Danimarca Est/Ovest).

La maggiore espansione dei progetti TEN si è avuta a partire dal 1996 in concomitanza con l'attuazione delle Direttive di liberalizzazione dell'energia. Ai primi 10 progetti prioritari se ne sono aggiunti 90 cosiddetti di "comune interesse", dei quali 43 nel 1996, 31 nel 1997 e 16 nel 1999. Questi progetti presentano nel complesso un buon grado di avanzamento, come indicato nella tavola 1.18.

Il ruolo dell'Unione nello sviluppo di questi progetti è soprattutto quello di creare un "contesto favorevole" in termini di promozione della cooperazione tecnica tra i vari operatori coinvolti; ma anche di facilitare le procedure amministrative attraverso la cooperazione tra gli Stati membri, e finanziare le attività. Tuttavia, i finanziamenti disponibili dalla linea dei fondi TEN sono rivolti soprattutto agli studi di fattibilità e corrispondono a una minima parte, nel complesso meno dello 0,5 per cento, del costo totale delle opere nel settore dell'energia. I principali strumenti finanziari di origine comunitaria sono il Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione; inoltre la Banca europea degli investimenti concede mutui a tassi agevolati e il Fondo europeo per gli investimenti garantisce i mutui. Data l'insufficienza di fondi pubblici, l'Unione europea stimola gli investimenti anche promuovendo forme di partenariato tra settore pubblico e privato, con lo scopo di consentire una migliore ripartizione dei rischi e una riduzione dei costi soprattutto nella fase di avvio dei progetti.

TAV. 1.18 **STATO DI AVANZAMENTO DEI PROGETTI TEN DI COMUNE INTERESSE A FINE 2001**

Sostegno finanziario riferito all'impegno nel periodo 1995-2001

	NUMERO DI PROGETTI					SOSTEGNO FINANZIARIO CON FONDI TEN (milioni di euro)
	STUDI DI FATTIBILITÀ	PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE	IN COSTRUZIONE	OPERATIVA	TOTALE	
ELETTRICITÀ	**16**	**17**	**5**	**6**	**44**	**54,0**
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	3	0	2	1	6	4,4
INTERCONNESSIONI TRA STATI MEMBRI	5	6	0	3	14	10,1
POTENZIAMENTO DI RETI INTERNE COLLEGATE	4	7	1	1	13	6,6
INTERCONNESSIONI CON PAESI TERZI	4	4	2	1	11	32,9
GAS	**16**	**5**	**7**	**18**	**46**	**68,8**
INTRODUZIONE DEL GAS IN NUOVE REGIONI	0	0	1	3	4	5,7
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	5	2	1	7	15	4,5
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI RICEZIONE E DI STOCCAGGIO	7	3	2	1	13	46,5
POTENZIAMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRASPORTO IN GASDOTTO	4	0	3	7	14	12,1
TOTALE	**32**	**22**	**12**	**24**	**90**	**122,8**

Fonte: Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio, Infrastruttura europea dell'energia, COM (2001) 775.

Un ruolo di crescente importanza viene svolto da progetti TEN che coinvolgono paesi terzi. L'efficace collegamento delle reti transeuropee alle reti di questi, situati a Oriente (Russia e i paesi della CEI) e a Sud (nel bacino del Mediterraneo) sono fondamentali, in prospettiva, in considerazione sia degli scambi economici con tali aree, sia della sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre, l'integrazione dei paesi di futura accessione all'Unione richiede la realizzazione di numerosi potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione, critiche per l'ampliamento del mercato unico ai nuovi confini. Per i progetti con paesi terzi sono disponibili, oltre ai fondi TEN e ai prestiti della Banca europea degli investimenti e del Fondo europeo per gli investimenti, anche i fondi dei programmi Phare, TACIS e MEDA per la fase di studio e di fattibilità, nonché i finanziamenti della Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo e della Banca mondiale. I progetti TEN di comune interesse, che coinvolgono paesi terzi, sono in tutto 31. Di questi, 17 si riferiscono ai paesi dell'Europa orientale e dei Balcani, 9 ai paesi EFTA (Norvegia e Svizzera), 5 ai paesi del bacino mediterraneo, del Mar Nero e del Mar Caspio; in tutto 20 di questi progetti riguardano il gas naturale.

In una sua recente comunicazione al Parlamento europeo e al Consiglio[5], la Commissione europea ha identificato gli ostacoli allo sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche nei settori elettrico e del gas, e ha avanzato una serie di proposte per riorientare in modo più efficace il programma TEN. In particolare, cinque sono le fondamentali aree di intervento: il miglioramento dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti; la promozione di un quadro regolamentare stabile e favorevole allo sviluppo di nuove infrastrutture; la rifocalizzazione del sostegno finanziario comunitario su progetti prioritari; un maggiore impegno politico a livello sia nazionale sia comunitario; l'incremento degli approvvigionamenti di gas naturale.

5 COM (2001) 775 del 20 dicembre 2001.

TAV. 1.19 CAPACITÀ DI RISERVA E DI IMPORTAZIONE RISPETTO ALLA CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA NEL 2000

	CAPACITÀ DI RISERVA[A] %	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE[B] %	IMPORTAZIONI/ CONSUMI %
AREA CENTRALE (inclusa Svizzera)	**3,7**	**3,3**	**8,3**
AUSTRIA	38	22	22,2
BELGIO	1	21	13,3
FRANCIA	17	9	0,7
GERMANIA	7	10	7,8
LUSSEMBURGO	33	–	92,8
OLANDA	27	17	21,2
GRECIA E BALCANI	**2,0**	**1,2**	**ND**
GRECIA	–	7	3,1
IRLANDA	**0,0**	**4,1**	**0,6**
ITALIA	5,6	7,2	14,0
NORDEL (inclusa Norvegia)	**1,2**	**3,8**	**15,6**
DANIMARCA	32	38	26,6
FINLANDIA	4	20	14,9
SVEZIA	10	22	12,3
PENISOLA IBERICA	**4,1**	**1,9**	**6,8**
PORTOGALLO	19	6	10,4
SPAGNA	20	3	5,7
REGNO UNITO	**5,9**	**2,7**	**3,7**

(A) Capacità richiesta alla punta rispetto alla capacità installata e garantita.
(B) Rispetto alla capacità installata totale.

Fonte: DG TREN e statistiche UCTE, NORDEL e DTI.

Strategie di ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese energetiche

Il riassetto dell'industria energetica europea è tra i più visibili effetti della liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. L'abolizione dei monopoli energetici nazionali e locali, l'apertura dei mercati e l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, attuati attraverso le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, hanno iniziato a eliminare le barriere alla libera iniziativa delle imprese, modificando equilibri decennali. Le imprese che operavano su mercati protetti e con ritorni sugli investimenti garantiti si trovano oggi sottoposte al confronto con la concorrenza proveniente da nuovi entranti mentre, al contempo, divengono potenziali nuovi entranti sui mercati dai quali erano in precedenza escluse. Il vecchio assetto dell'industria basato sull'esclusiva geografica e settoriale è divenuto instabile rispetto al nuovo regime concorrenziale del mercato unico europeo. Le imprese possono ora incidere sugli assetti industriali anche attraverso interventi di ristrutturazione societaria e proprietaria, applicati a livello sia orizzontale sia verticale. Poste di fronte alle nuove condizioni del mercato, le imprese hanno individuato risposte diversificate nelle quali si possono identificare quattro principali linee strategiche: potenziamento del *core business*, integrazione verticale in altre fasi della filiera, diversificazione orizzontale in settori affini e creazione di nuove attività di *business*.

Le imprese dominanti e altre già presenti sul mercato hanno affrontato la nuova realtà sia attraverso processi di ristrutturazione aziendale interna sia mediante operazioni di fusione e acquisizione di imprese già operanti nel settore. La scelta tra le varie opzioni è stata determinata anche in base alle disponibilità di cassa consentite dalla rendita di monopolio e/o dai guadagni del processo di privatizzazione e quotazione in borsa. Al fine di cogliere le nuove opportunità offerte dal mercato, sono inoltre apparse sulla scena realtà imprenditoriali legate a imprese operanti in altri ambiti di servizio pubblico, distinti dall'energia elettrica e dal gas, in settori manifatturieri non direttamente legati all'energia e nei servizi. Con l'espansione su mercati esterni, mediante fusione con altre imprese o acquisizione di quote di proprietà, alcune imprese hanno cercato una compensazione per le perdita di quote di mercato. Le maggiori imprese si sono generalmente mosse rapidamente, rivelando una visione dinamica del processo di allargamento dell'Unione europea, con interventi rivolti sia verso il proprio paese di origine sia verso altri Stati membri.

Il processo di ristrutturazione è stato talvolta indirizzato dai Governi nazionali con precise disposizioni di legge. Da una parte motivazioni di politica indu-

striale hanno indotto alcuni governi ad adottare misure atte a rafforzare i loro "campioni nazionali" sul mercato europeo, dall'altra diversi governi hanno invece optato per una radicale riforma del settore attraverso interventi di frammentazione dei monopoli e di alienazione della proprietà. L'intreccio tra politiche industriali dei governi e strategie di crescita delle imprese dentro e fuori dello spazio economico europeo ha portato a una trasformazione del settore i cui contorni sono tuttora in evoluzione. In questa sede è possibile solo un rapido esame dei principali tratti della nuova realtà imprenditoriale che si sta delineando a livello europeo, come esemplificato dalle trasformazioni più rilevanti nei principali paesi, escludendo l'Italia che è oggetto della trattazione nei capitoli successivi.

Il ruolo del Governo è stato particolarmente marcato in Gran Bretagna, dove la privatizzazione e la frammentazione delle imprese di Stato è stata avviata con molti anni di anticipo rispetto alla ristrutturazione dell'industria europea elettrica e del gas. Nel settore dell'energia elettrica la creazione di una società di trasmissione nazionale (*National Grid*), la trasformazione delle 14 *Area Generating Boards* in altrettante società di distribuzione e la costituzione di 3 società di generazione (*British Nuclear, Powergen e National Power*) hanno favorito l'acquisizione da parte di imprese statunitensi (AEP, Enron, NRG, TXU ecc.) e, più recentemente, europee. All'imposizione della vendita di capacità di generazione per diminuire il potere di mercato le imprese di generazione hanno reagito con ristrutturazioni, investimenti e acquisizioni all'estero. Negli ultimi anni il settore elettrico è poi entrato in un processo di integrazione verticale tra nuove e vecchie società di generazione e distributori locali, da parte di imprese europee e statunitensi.

Nel settore del gas la ristrutturazione di British Gas in una società di trasporto (*Transco*) e una di commercializzazione (*Centrica*) è avvenuta per libera iniziativa, ma su impulso del Governo e del regolatore. Centrica, che ha rapidamente ceduto la maggior parte del mercato industriale del gas a una miriade di piccoli e grandi fornitori e grossisti, è diventata in compenso la seconda società di vendita di elettricità; è inoltre entrata nel mercato Nord americano e ha sviluppato attività in settori collaterali anche nel campo finanziario. Oggi è una delle poche imprese rimaste di proprietà britannica, assieme a Scottish Power e Scottish & Southern. Tuttavia, mentre la dimensione relativamente ridotta di queste ultime le espone a potenziali acquisizioni da parte di imprese maggiori, Centrica è in piena fase di espansione su altri mercati europei.

Il dinamismo evidenziato dalle imprese attive nel Regno Unito, operative ormai quasi tutte indistintamente sia nel settore elettrico sia in quello del gas, si estende anche alle imprese regolate *National Grid* e *Transco*. La prima si è

espansa su mercati esteri con l'acquisizione di società elettriche in Nord America, la seconda ha costituito una nuova impresa per attività di rete (Lattice); le due insieme partecipano a una *joint venture* per attività imprenditoriali in Nord America.

In Francia gli operatori monopolisti hanno invece rafforzato la propria posizione su un piano europeo e internazionale. *Electricité de France* (EdF) è entrata con partecipazioni di controllo di imprese elettriche in quasi tutti i paesi europei, con l'obiettivo dichiarato di ottenere il 50 per cento dei suoi ricavi da mercati esteri, entro il 2005. Tra le operazioni più significative sono da evidenziare l'acquisto di *London Electricity* nel 2000 e di una quota determinante per il controllo di *Energie Baden Würtenberg* (EnBW), la terza impresa elettrica tedesca nel 2001. Talvolta ha acquisito il controllo di un'impresa anche allo scopo di raggiungerne altre da questa controllate, come nel caso dell'acquisizione del controllo della spagnola *Hidrocantabrico* attraverso EnBW. Alla fine del 2001, includendo il contributo delle partecipazioni internazionali, la sua quota del mercato elettrico europeo in termini di generazione elettrica superava il 20 per cento.
Gaz de France (GdF) si è mossa in modo parallelo nel settore del gas, acquisendo il controllo di imprese di distribuzione, soprattutto nei paesi dell'Europa centrale e orientale, ma anche in alcuni Stati membri. Si è anche sviluppata a monte acquisendo concessioni di giacimenti di gas naturale in Norvegia e in altri paesi, con l'obiettivo dichiarato di sostituire il 15 per cento dei suoi acquisti di gas con produzione propria entro il 2005. Recentemente, è entrata nel settore della generazione elettrica con la costruzione di impianti *green field* a base di gas naturale. Lo statuto di impresa pubblica ha finora impedito a EdF l'espansione dell'attività nel settore del gas naturale, ma questa rappresenta una strategia probabile nel caso di una sua privatizzazione, anche in considerazione di alcune attività nel campo dei servizi al consumatore che EdF e GdF già oggi svolgono in comune.

Partendo da una struttura del settore più articolata sul piano territoriale, il Governo della Germania ha favorito il rafforzamento delle imprese elettriche tedesche, anche attraverso azioni di integrazione verticale: la legge sulla riforma dell'energia del 1998 non imponeva loro altre modifiche, se non la fine del regime di esclusiva delle demarcazioni territoriali. Il disegno industriale sottostante, motivato anche da finalità di sicurezza nazionale, è parso finora quello di ricostituire il mercato elettrico tedesco attorno a quattro gruppi elettrici di

una dimensione tale da poter competere anche sul mercato europeo. Nel 2000 la fusione di *Bayernwerk* con *Preussenelectra* ha portato alla nascita di un nuovo colosso E.On, mentre RWE (*Rheinische Westphälische Energiewerke*) si è ampliata assorbendo VEW. La nascita di un quarto polo elettrico attorno alla VEAG, ai distributori e alle imprese carbonifere dei *länder* orientali è in via di realizzazione.

Le nuove imprese integrate su tutta la filiera, anche attraverso un fitto intreccio di partecipazioni nei distributori locali, sono molto attive sul piano internazionale, allargando la loro presenza sia nel settore del gas sia in quello dell'acqua e in altri servizi a rete. RWE si è posizionata nei principali paesi dell'Unione europea e in quelli di nuova adesione, con numerose acquisizioni di generatori e distributori elettrici (tra cui *Innogy*); ha inoltre rafforzato la sua presenza nel settore del gas con acquisizioni di controllo in Germania (tra cui *Thyssengas*) e all'estero in tutte le fasi della filiera dalla produzione, dai giacimenti fino alla distribuzione finale. Infine, è riuscita ad assicurarsi il controllo di imprese di rilievo strategico per l'approvvigionamento europeo di gas russo, la *Transgas* ceca e la *Nafta* slovacca. E.On si è mostrata ancora più dinamica, acquisendo partecipazioni di controllo di imprese elettriche in molti paesi europei (tra cui *Powergen*), fino a diventare la seconda impresa nel mercato europea della generazione e distribuzione elettrica.

Se le imprese più dinamiche nel processo di ristrutturazione dell'industria europea sono quelle di maggiore dimensione, anche le imprese di medie e minori dimensioni si sono dimostrate molto attive. I principali gruppi elettrici spagnoli si sono attivati nell'acquisizione di partecipazioni in imprese estere. *Endesa*, *Iberdrola* e *Union Fenosa* sono entrate rapidamente nel settore del gas, assicurandosi nuova capacità di importazione mediante la costruzione di terminali di rigassificazione. Tuttavia, diversamente dalla Francia e dalla Germania e in sintonia con il Regno Unito, il Governo spagnolo si è opposto alla fusione di Endesa e Iberdrola, con il fine di garantire la concorrenza sul mercato interno.

Nel panorama della ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese europee occorre infine sottolineare da un lato il riposizionamento delle molteplici realtà locali, espresse da generatori elettrici e distributori di elettricità e gas di media e minore dimensione (che cercano la migliore strategia di sopravvivenza, o di fusione, o di cessione delle attività, anche attraverso la costituzione di nuove imprese per specifiche fasi della filiera, come la commercializzazione del gas) e dall'altro le strategie delle grandi multinazionali del petrolio, già presenti da decenni con partecipazioni spesso di controllo in diverse fasi del settore del gas in molti paesi europei. Queste ultime appaiono decise a

sfruttare la posizione di controllo a monte dei mercati energetici, come si evince sia dalle attività di BP nella commercializzazione del gas in Spagna, Germania e in altri paesi, sia dall'acquisizione da parte di *Exxon Mobil* e di *Shell* della la società di commercializzazione nata dalla recente suddivisione dell'olandese *Gasunie* in tre imprese per l'approvvigionamento, il trasporto e la commercializzazione.

2. IL CONTESTO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Il rallentamento dell'economia che ha caratterizzato tutti i paesi più industrializzati nel 2001 ha interessato anche l'Italia, dove la crescita del PIL si è ridotta dal 2,9 per cento, registrato nel 2000, all'1,8 per cento. Il fabbisogno di energia è aumentato dell'1,5 per cento, passando da 185,3 Mtep, valore del 2000, a 188 Mtep nel 2001. Va tuttavia sottolineato che nei primi dieci mesi dell'anno, in un contesto di graduale perdita di velocità del sistema, il fabbisogno di energia si era mantenuto su livelli simili a quelli dell'anno precedente. È stato soprattutto per effetto di condizioni climatiche particolarmente severe, rilevate nei mesi di novembre e dicembre, che la domanda di prodotti energetici ha potuto registrare, su base annua, un incremento dell'1,5 per cento.

Il bilancio dell'energia riportato nella tavola 2.1 indica a grandi linee una continuazione del calo dei consumi di petrolio, un aumento marginale dei consumi di gas naturale e una forte crescita di quelli del carbone e delle fonti rinnovabili (soprattutto energia idroelettrica). Si riscontra, inoltre, una consistente crescita, nell'ordine del 2,3 per cento, dei consumi elettrici, che rimane però significativamente inferiore ai valori medi degli scorsi cinque anni.

Il fabbisognio di petrolio, ridotto dello 0,6 per cento rispetto a quello dell'anno precedente (da 91,4 Mtep a 90,9 Mtep), è stato coperto per il 4,5 per cento dall'apporto della produzione nazionale (4,1 Mtep), in diminuzione del 10 per cento rispetto al 2000 (4,6 Mtep) a causa del progressivo esaurimento di molti giacimenti; il 95,5 per cento è stato infatti soddisfatto con importazioni di greggio, semilavorati e derivati. Non sono invece rallentate le attività di raffinazione, come si deduce dal notevole aumento dell'esportazione di derivati petroliferi, a fronte della diminuzione complessiva della loro destinazione per usi interni. Il calo della domanda di petrolio è stato determinato da una forte riduzione degli impieghi di olio combustibile per la generazione termoelettrica, secondo un *trend* che si è ulteriormente consolidato nel corso del 2001. È invece ancora cresciuto, anche se in misura contenuta (1,2 per cento), l'impiego di prodotti petroliferi per il trasporto su strada.

Gas naturale

Uno degli elementi di maggiore novità riguarda la limitata crescita dei consumi di gas naturale, pari ad appena lo 0,3 per cento rispetto a incrementi medi dell'ordine del 3,5 per cento negli anni precedenti. Il limitato sviluppo della sua

domanda, largamente inatteso, è il risultato di un forte aumento del suo impiego negli usi civili, di una leggera crescita della sua richiesta per la generazione termoelettrica e di un calo significativo del suo bisogno nel settore degli usi industriali. L'aumento nel settore degli usi civili è in gran parte ascrivibile alla componente climatica; infatti, mentre nella prima parte dell'anno la temperatura mite ha comportato una riduzione dei consumi di circa il 5 per cento, l'ondata di freddo degli ultimi mesi ha condotto l'impiego di gas naturale a un picco tanto rilevante[1] da determinare, su base annua, un aumento del suo consumo del 3,4 per cento. Nel settore industriale, invece, il rallentamento dell'attività produttiva ha provocato una riduzione del 2,4 per cento del suo utilizzo, arrestando un *trend* di crescita ininterrotto da molti anni. Su tale diminuzione ha però inciso anche la sospensione di alcune forniture interrompibili che si sono rese necessarie per fronteggiare le punte di domanda nel settore civile degli ultimi mesi dell'anno. Più complesse e articolate sono viceversa le cause, descritte in seguito, che hanno determinato il limitato incremento, di poco superiore all'1 per cento, dei consumi di gas nel settore termoelettrico. Va rilevato che anche in questo caso la crescita è in buona parte dovuta al picco di freddo degli ultimi mesi dell'anno, che ha prodotto un recupero della flessione registrata nella prima metà dell'anno[2].

La riduzione della domanda ha avuto riflessi determinanti sull'andamento degli approvvigionamenti. Si riscontra, infatti, un calo del 4,6 per cento nelle importazioni corrispondente a circa 3,5 miliardi di mc. La scarsa crescita della domanda ha influenzato anche la produzione nazionale che è diminuita da 16,2 a 15,5 miliardi di mc. Per una valutazione complessiva del fenomeno occorre tuttavia tenere presente che, oltre al progressivo sfruttamento dei giacimenti in produzione e alle difficoltà amministrative di avviare nuove coltivazioni, opera anche il vincolo sulle immissioni che obbliga l'impresa dominante ad arbitrare tra produzione nazionale e contratti di importazione con clausole di *take or pay*. Va infatti ricordato che la riduzione delle importazioni di gas naturale fa seguito a un loro aumento nel 2000, realizzato per riempire gli stoccaggi ai massimi livelli tecnici, così da alleggerire tra l'altro il peso dei tetti alle immissioni negli anni successivi. L'efficacia di tale azione è stata peraltro agevolata dall'eccezionale punta di domanda registrata a fine anno, che ha reso necessario il ricorso alle scorte in misura ben superiore a quanto accade durante l'inverno in condizioni normali.

1 Dell'11 per cento in novembre e del 26 per cento in dicembre, rispetto ai valori degli stessi mesi del 2000.

2 Crescita media del -9,7 per cento tra gennaio e giugno del 2001, rispetto al 2000, in confronto con +22 per cento nei mesi di novembre e dicembre.

Energia elettrica

Anche se caratterizzato da aspetti di natura congiunturale, il limitato aumento del contributo del gas naturale alla generazione elettrica rappresenta un elemento di forte discontinuità rispetto agli ultimi anni. Esso è stato determinato da quattro principali fattori: il forte aumento delle importazioni di elettricità (da 44,8 TWh nel 2000 a 48,9 TWh nel 2001); l'elevata disponibilità di energia idroelettrica nella prima parte dell'anno; l'aumentata disponibilità di energia da fonti rinnovabili; l'ulteriore aumento degli impieghi di carbone nelle centrali termoelettriche (da 10,3 Mtec a 12,1 Mtec).

Il 2001 è stato un anno di eccezionale idraulicità che ha fruttato apporti idroelettrici, al netto del pompaggio, di gran lunga superiori a quelli degli ultimi anni: 48,2 TWh contro un precedente massimo relativo di 45,4 TWh nel 1999 (Tav. 2.2). L'incremento nella generazione idroelettrica, superiore di 4,0 TWh rispetto al 2000, ha comportato una parallela riduzione della produzione termoelettrica, tra cui quella di gas naturale. A questa riduzione ha contribuito anche la generazione da altre fonti rinnovabili, tra le quali soprattutto l'energia eolica e da biomasse. Nel 2001, rispetto all'anno precedente l'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate ha fatto registrare un incremento di 0,7 TWh attribuibile alle numerose iniziative industriali avviate negli ultimi anni e alle misure di incentivazione, anche di tipo tariffario, dovrebbe ulteriormente rafforzarsi con l'obbligo di immissione in rete di fonti rinnovabili, introdotto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

L'affermazione del carbone quale fonte di generazione termoelettrica è conseguente soprattutto al processo di liberalizzazione del settore elettrico e al permanere di elevati prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. Il riconoscimento in tariffa dei costi del combustibile in base al costo medio di produzione del sistema Italia, introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera 26 giugno 1997, n. 70), ha comportato apprezzabili modifiche nei comportamenti degli operatori elettrici che sono oggi più attenti alle dinamiche dei prezzi dei combustibili e dell'elettricità acquisibile sui mercati europei per garantire la competitività della loro produzione. Nel 2001, a fronte di una riduzione del 14,9 per cento delle importazioni di carbone siderurgico (da 7,2 Mt a 6,1 Mt), le importazioni di carbone da vapore sono aumentate del 6,9 per cento (da 11,7 Mt a 12,5 Mt).
L'effetto della delibera n. 70/97, verificatosi soprattutto a partire dal 1998, è stato rafforzato dal completamento del processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali al fine di assicurare che le emissioni di sostanze inquinanti (SO_x, NO_x e altre) siano in linea con quanto previsto dalla normativa. A favore del carbone ha anche giocato la sospensione, nel 2000 e 2001, della *carbon tax*,

necessaria per mitigare l'effetto del prezzo del greggio sui costi del combustibile.

Gli operatori del settore

Nel corso del 2001 sono emerse importanti modifiche nella struttura degli operatori presenti nel segmento degli approvvigionamenti elettrici e del gas naturale (Tav. 2.3, Tav. 2.4 e Tav. 2.5), riscontrabili nel complessivo arricchimento del portafoglio degli approvvigionamenti delle società concorrenti agli operatori dominanti, in termini sia di volumi sia di fonti di origine.

I tetti all'immissione di gas imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in vigore dall'1 gennaio 2002, hanno obbligato Eni S.p.A. a correggere gli approvvigionamenti nazionali. A meno di uno sviluppo dei consumi di gas più forte del previsto, il rispetto del tetto del 75 per cento delle immissioni (escludendo gli autoconsumi) nel 2002, sarà probabilmente possibile solo mediante ulteriori interventi di cessione di gas da parte dell'impresa dominante.
Nel corso del 2001, le cessioni da parte di ENI di gas di importazione di origine russa, norvegese e olandese hanno contribuito alla parziale diversificazione dell'offerta e favorito l'emergere di nuovi soggetti intermediari (prevalentemente grossisti e società di vendita dei distributori), che hanno iniziato a operare solo nella seconda metà o negli ultimi mesi dell'anno. Va segnalata inoltre l'incipiente entrata sul mercato nazionale del gas di operatori esteri che si approvvigioneranno da fonti diverse da Eni.

Nell'ambito degli operatori nazionali, appare molto significativa la nascita di imprese che operano in prevalenza per l'approvvigionamento di gas dei clienti serviti dalle società di distribuzione collegate, in anticipo sulla scadenza dell'1 gennaio 2002 imposta dal decreto legislativo n. 164/00. Le dinamiche più pronunciate si sono registrate grazie all'associazione di più imprese di distribuzione locale.
Nel settore elettrico, per l'approvvigionamento del gas, altri gruppi oltre a Enel S.p.A. hanno espressamente dichiarato l'intenzione di rendersi indipendenti per gli approvvigionamenti di gas naturale.

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA 2000-2001**
Mtep

	CARBONE E DERIVATI	GAS NATURALE	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
2001						
PRODUZIONE	0,4	12,8	4,1	13,5	0,0	30,8
IMPORTAZIONE	13,2	45,2	108,6	0,5	10,6	178,1
ESPORTAZIONE	0,1	0,1	22,3	0,0	0,0	22,5
VARIAZIONE SCORTE	-0,3	-0,8	-0,5	0,0	0,0	-1,6
DISPONIBILITÀ PER IL CONSUMO INTERNO	13,8	58,7	90,9	14,0	10,6	188,0
CONSUMI E PERDITE DEL SETTORE ENERGETICO	-1,0	-0,6	-6,2	-0,1	-43,9	-51,8
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-8,5	-19,1	-17,4	-12,3	57,3	0,0
IMPIEGHI FINALI	4,3	39,0	67,3	1,6	24,0	136,2
industria	*4,1*	*16,3*	*6,9*	*0,3*	*12,0*	*39,6*
trasporti	*0,0*	*0,3*	*40,9*	*0,0*	*0,7*	*41,9*
usi civili	*0,1*	*21,4*	*7,4*	*1,1*	*10,9*	*40,9*
agricoltura	*0,0*	*0,1*	*2,6*	*0,2*	*0,4*	*3,3*
usi non energetici	*0,1*	*0,9*	*6,7*	*0,0*	*0,0*	*7,7*
bunkeraggi	*0,0*	*0,0*	*2,8*	*0,0*	*0,0*	*2,8*
2000						
PRODUZIONE	0,3	13,7	4,6	12,4	0,0	31,0
IMPORTAZIONE	13,2	47,4	109,7	0,5	9,9	180,7
ESPORTAZIONE	0,1	0,0	21,2	0,0	0,1	21,4
VARIAZIONE SCORTE	0,6	2,7	1,7	0,0	0,0	5,0
DISPONIBILITÀ PER IL CONSUMO INTERNO	12,8	58,4	91,4	12,9	9,8	185,3
CONSUMI E PERDITE DEL SETTORE ENERGETICO	-1,3	-0,7	-5,8	-0,1	-43,1	-51,0
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-7,2	-18,8	-19,4	-11,3	56,7	0,0
IMPIEGHI FINALI	4,3	38,9	66,2	1,5	23,4	134,3
industria	*4,0*	*16,7*	*6,8*	*0,2*	*11,7*	*39,5*
trasporti	*0,0*	*0,3*	*40,4*	*0,0*	*0,7*	*41,5*
usi civili	*0,1*	*20,7*	*7,4*	*1,2*	*10,6*	*39,9*
agricoltura	*0,0*	*0,1*	*2,6*	*0,1*	*0,4*	*3,2*
usi non energetici	*0,2*	*1,0*	*6,3*	*0,0*	*0,0*	*7,5*
bunkeraggi	*0,0*	*0,0*	*2,7*	*0,0*	*0,0*	*2,7*

Fonte: *Relazione sulla situazione economica del Paese*, Roma, 2002.

TAV. 2.2 **BILANCIO DI COPERTURA DEI FABBISOGNI DI ENERGIA ELETTRICA DAL 1996 AL 2001**
TWh

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
GENERAZIONE IDROELETTRICA	42,1	41,6	41,2	45,4	44,2	48,2
GENERAZIONE GEOTERMOELETTRICA	3,8	3,9	4,2	4,4	4,7	4,5
GENERAZIONE DA ALTRE RINNOVABILI	0,6	0,9	1,5	2,2	2,5	3,2
GENERAZIONE TERMOELETTRICA	192,9	200,1	206,8	207,2	218,6	216,8
carbone e lignite	22,1	20,5	23,4	23,8	26,3	31,0
derivati del petrolio	117,1	113,3	107,3	91,3	85,9	74,0
gas naturale	49,7	60,7	70,2	86,2	97,6	98,8
altri combustibili	4,0	5,6	5,9	5,9	8,8	13,0
TOTALE GENERAZIONE LORDA	**239,4**	**246,5**	**253,7**	**259,2**	**270,0**	**272,7**
ASSORBIMENTO PER SERVIZI AUSILIARI	12,0	12,2	12,9	12,9	13,4	13,2
USI DI POMPAGGIO	1,9	1,7	2,2	2,5	2,4	2,5
SALDO IMPORT/EXPORT	37,4	38,8	40,7	42,0	44,3	48,4
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	**262,9**	**271,4**	**279,3**	**285,8**	**298,5**	**305,4**

Fonte: *Relazione sulla situazione economica del Paese*, Roma, 2002.

TAV. 2.3 **BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2001**

Miliardi di mc; valori basati su contenuto energetico del gas pari a 8.250 kcal/mc.

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				DISTRIBUTORI				TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	
PRODUZIONE NAZIONALE	13,6	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5
IMPORTAZIONE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	2,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	54,8
IMPORTAZIONI DIRETTE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,0
VENDITE ENI ALLA FRONTIERA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
ALTRI GROSSISTI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
TRASFERIMENTI	0,2	0,0	0,1	13,7	6,5	2,1	1,1	7,9	1,0	0,2	22,4	55,0
DA PRODUTTORI												
ENI	*0,0*	*0,0*	*0,1*	*13,6*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*13,7*
EDISON	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*1,4*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*1,5*
ALTRI	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,3*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,5*
DA GROSSISTI												
ENI	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*6,4*	*0,0*	*0,6*	*7,8*	*0,9*	*0,0*	*20,9*	*36,7*
ENEL	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,2*
EDISON	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,1*	*0,0*	*0,3*	*0,0*	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*1,0*
ALTRI	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,3*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*1,0*	*1,4*
VARIAZIONE SCORTE	-0,1	-0,1	0,0	-1,2	0,0	0,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,2
CONSUMI E PERDITE	0,1	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	1,4
TOTALE RISORSE	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
GENERAZIONE												
TERMOELETTRICA	0,1	0,0	0,0	7,3	12,3	1,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,5	22,5
UTENZE INDUSTRIALI	0,0	0,0	0,1	15,2	0,2	1,2	0,7	1,4	0,2	0,0	5,3	24,3
UTENZE CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	0,8	0,1	16,0	23,0
ALTRE UTENZE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3
DI CUI												
MERCATO VINCOLATO	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*6,3*	*0,8*	*0,1*	*17,7*	*24,9*
MERCATO LIBERO	*0,1*	*0,0*	*0,1*	*22,5*	*12,5*	*2,9*	*1,2*	*1,4*	*0,2*	*0,0*	*4,2*	*45,2*

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio e dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2001**
TWh

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON (A)	GRUPPO ENERGIA	AZIENDE DEGLI ENTI LOCALI	ALTRI PRODUTTORI MINORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	ALTRI GROSSISTI	CONSORZI DI ACQUISTO	CLIENTI FINALI IDONEI	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE NETTA	168,2	30,4	0,0	11,8	35,1	21,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	266,5
ENERGIA DESTINATA AI POMPAGGI	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5
SALDO ESTERO	22,7	0,9	0,9	0,7	0,0	0,0	7,1	2,4	0,9	3,9	8,9	48,4
CONTRATTI ENEL	21,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8
GRTN	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9	0,8	0,8	2,8	6,6	12,1
GESTORI ESTERI	0,8	0,8	0,9	0,5	0,0	0,0	6,3	1,6	0,2	1,2	2,3	14,5
TRASFERIMENTI NETTI(B)	31,6	-18,9	2,7	1,9	-30,3	3,3	-1,5	9,1	2,8	-0,2	-0,5	0,0
PERDITE	11,7	2,0	0,1	0,8	2,3	1,4	0,5	0,2	0,1	0,3	0,6	19,6
TOTALE RISORSE	201,4	10,4	3,5	13,5	2,6	23,0	5,2	11,3	3,6	3,5	7,9	285,8
VENDITE E CONSUMI FINALI	201,4	10,4	3,5	13,5	2,6	23,0	5,2	11,3	3,6	3,5	7,9	285,8
DI CUI												
MERCATO VINCOLATO	*174,5*	*0,0*	*0,0*	*10,2*	*2,6*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*187,3*
MERCATO LIBERO	*26,9*	*10,4*	*3,5*	*3,2*	*0,0*	*23,0*	*5,2*	*11,3*	*3,6*	*3,5*	*7,9*	*98,5*

(A) Dati relativi a Edison, Sondel e Fiat Energia che si sono fuse nel gruppo Nuova Edison nel maggio 2002.
(B) I trasferimenti includono sia gli impianti CIP 6/92 sia le cessioni di bande di capacità d'importazione.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn e bilanci degli operatori.

TAV. 2.5 STRUTTURA DELLE VENDITE(A) DEI PRINCIPALI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2001

NOME GROSSISTA	VENDITE DIRETTE A CLIENTI FINALI	VENDITE ALL'INTERNO DEL GRUPPO	VENDITE AD ALTRI DISTRIBUTORI E GROSSISTI	TOTALE
Energia elettrica (milioni di kWh)				
Enel Trade	26.892	0	213	27.105
Edison Energia	9.771	1.332	0	11.103
Assoenergia	4.515	418	41	4.974
Energia	3.766	13	0	3.779
EGL Italia	3.187	0	158	3.345
AEM Energia/Trading	1.561	618	360	2.539
Dalmine Energie	653	1.592	172	2.418
ASM Energia Ambiente	1.687	11	276	1.974
EniPower Trading	1.012	217	646	1.875
Electra Italia	1.434	0	70	1.504
E.On Italia	264	0	1.217	1.482
Centomilacandele	145	684	99	928
Scaligera Energia	634	634	0	0
Altri	4.376	2.280	1.657	8.314
TOTALE	**59.897**	**7.167**	**4.909**	**71.973**
Gas (milioni di mc)				
Eni Gas & Power	14.364	8.651	21.635	44.650
Enel Ftl	191	6.036	104	6.330
Edison Gas	712	1.756	894	3.362
Plurigas	183	771	6	960
Aem Trading	179	428	0	608
Enel Trade	199	0	129	328
Estgas	231	65	0	296
Utilità	113	0	11	123
Eos Energia	0	116	7	123
Energia Concordia	0	40	77	116
Blugas	0	68	6	74
Sgr servizi	0	57	0	57
Dalmine Energie	0	51	1	52
Altri	37	0	46	82
TOTALE	**16.209**	**18.039**	**22.916**	**57.161**

(A) Dati che includono le rivendite.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio e dichiarazioni degli operatori.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Il Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), come previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, costituisce il principale strumento di indirizzo e riferimento per l'Autorità nello svolgimento della propria attività. Sottoposto per approvazione al Parlamento il 16 luglio 2001 dalla nuova compagine governativa, il Dpef affronta il tema dell'energia nell'ambito più generale della politica industriale e indica tale settore come strategico per il recupero di competitività del sistema produttivo nazionale.

In particolare, per permettere alle imprese italiane di affrontare la concorrenza internazionale, il Dpef definisce come prioritaria l'accelerazione del processo di liberalizzazione e di sviluppo concorrenziale anche al di là delle prescrizioni minime dell'Unione europea, fatto salvo il principio di reciprocità tra i paesi. Per il settore elettrico si prevedono la modifica degli assetti proprietari della rete nazionale e il suo sviluppo, oltre alla realizzazione della borsa dell'elettricità. Anche per il settore del gas naturale vengono considerati con attenzione i problemi riguardanti la gestione sia degli accessi alla rete di trasporto sia dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, per i quali è auspicata la semplificazione normativa e la realizzazione di nuove infrastrutture. Nel Dpef il Governo si impegna inoltre a promuovere l'uso efficiente delle risorse energetiche e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, anche al fine di diminuire la dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti esteri.

Il Parlamento, dopo ampia discussione, ha approvato il Dpef con due risoluzioni, votate rispettivamente dal Senato il 31 luglio 2001 e dalla Camera l'1 agosto 2001. Esse rafforzano il contenuto del Dpef invitando il Governo a promuovere la liberalizzazione regolata del mercato europeo del gas e dell'elettricità, scelta compiuta dall'Italia con la trasposizione delle Direttive europee, attraverso il superamento delle asimmetrie e delle distorsioni derivanti dai diversi livelli di apertura dei singoli mercati nazionali.

Altri interventi

Sempre nel luglio 2001, il tema della reciprocità delle condizioni dei mercati europei dell'elettricità e del gas ha impegnato il Parlamento nella conversione in legge del decreto legge 25 maggio 2001, n. 192 recante disposizioni urgenti per salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici.
Il decreto legge n. 192/01, varato dal Governo Amato e condiviso dal nuovo

Governo Berlusconi, è stato emanato a seguito dell'ingresso dell'ente elettrico francese Edf nel capitale della società italiana Montedison S.p.A., controllante della Edison S.p.A., attiva nei settori dell'elettricità e del gas. Le disposizioni del decreto pongono limiti al diritto di voto nelle deliberazioni assembleari delle società operanti nei due settori, qualora le relative azioni siano acquisite, per una quota superiore al 2 per cento, da soggetti controllati direttamente o indirettamente dallo Stato, titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante. Il secondo comma del decreto, che dispone l'automatica sospensione del diritto di voto nel caso sopra citato, preclude anche la possibilità di esercitare eventuali diritti di acquisto o sottoscrizione a termine. Nelle more della conversione del decreto, Edf ha ceduto una parte della propria partecipazione in Montedison a Fiat S.p.A., conferendo il restante a Italenergia S.p.A., nuova società costituita insieme a Fiat e ad altri soggetti finanziari e bancari.
In conclusione del dibattito sul disegno di legge di conversione, il Parlamento ha ritenuto che il decreto legge mantenesse piena validità ed efficacia anche nella nuova situazione e ha provveduto alla sua conversione nella legge 20 luglio 2001, n. 301.

A seguito del dibattito collegato al precedente provvedimento e in relazione ai rilevanti mutamenti economici e normativi verificatisi nel settore dell'energia, il 9 ottobre 2001 la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera ha deliberato lo svolgimento di un'*Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore energetico.* Partendo dai dati acquisiti e dalle conclusioni raggiunte l'*Indagine* ha sottolineato la necessità di aggiornare il quadro normativo del nostro paese e di individuare le possibili linee di indirizzo dell'azione del Governo e le condizioni nelle quali le imprese italiane del settore si apprestano alla competizione sul mercato continentale.
L'*Indagine*, iniziata il 13 novembre 2001 con l'audizione dei membri dell'Autorità, è proseguita con oltre venti audizioni dei rappresentanti di istituzioni nazionali ed europee (Autorità garante della concorrenza e del mercato, Conferenza dei presidenti delle regioni e delle provincie autonome, Ministro delle attività produttive e Commissione europea) e dei soggetti interessati; si è poi completata il 18 aprile 2002 con l'approvazione di un documento conclusivo. Quest'ultimo, dopo aver ricostruito gli elementi di conoscenza acquisiti in relazione ai diversi profili della materia, precisa, nelle "*Osservazioni conclusive*", talune indicazioni sulle prospettive del settore e sulle linee di indirizzo di un intervento legislativo di riordino e di riforma del comparto dell'energia. Particolare attenzione si pone sull'elaborazione di una rinnovata e organica politica energetica nazionale, che sia:

- coerente con le politiche comunitarie in materia, per rafforzare l'azione di indirizzo politico entro cui si colloca l'opera di governo tecnico amministrativa dell'Autorità;
- articolata su precise scelte strategiche volte alla diversificazione degli approvvigionamenti e delle fonti primarie per motivi sia di sicurezza sia di costi nel sistema produttivo italiano (riduzione della dipendenza nella struttura interna degli usi finali dal petrolio e dal metano; promozione delle fonti rinnovabili, dell'utilizzazione pulita del carbone, delle importazioni di gas naturale liquefatto; riflessione specifica sul tema dell'energia nucleare);
- raccordata con gli adempimenti normativi necessari all'attuazione della riforma del Titolo V della Costituzione, che prevede il decentramento di competenze in campo energetico alle Regioni (vedi oltre);
- volta al completamento della liberalizzazione e all'incremento dell'efficienza del mercato interno (ridefinizione, con durata temporalmente circoscritta, dei tetti *antitrust* sull'offerta di energia elettrica e gas; contenimento dei previsti rimborsi degli *stranded cost* sulle tariffe; promozione e agevolazione della costruzione sia di nuovi impianti, sia di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto; potenziamento e sviluppo della rete elettrica nazionale e revisione della scelta di separazione fra proprietà e gestione sancita dal decreto legislativo n. 79/99; avvio della borsa elettrica, organizzata secondo criteri trasparenti e non discriminatori e sottoposta ad adeguata vigilanza, a valle della cessione della terza Gen.Co. da parte di Enel e dell'inizio operativo dell'Acquirente Unico nella sua funzione di tutela dei clienti vincolati; promozione dell'offerta in materia di distribuzione con la valorizzazione del ruolo delle imprese che fanno capo agli enti locali);
- consapevole della necessità di investimenti sia per l'ammodernamento e lo sviluppo della capacità produttiva, sia per l'ampliamento delle infrastrutture di trasporto e interconnessione, così da far fronte, con sufficiente garanzie di sicurezza, all'atteso aumento dei consumi energetici totali previsti nel medio e lungo periodo.

L'1 febbraio 2002 il Consiglio dei ministri ha approvato, su proposta del Ministro per le attività produttive, il decreto legge recante Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Obiettivo del provvedimento è la realizzazione in tempi ristretti di nuova capacità di generazione, necessaria per evitare il rischio, segnalato dal Gestore della rete, di possibili interruzioni nella fornitura del servizio elettrico nei prossimi anni dovute all'insufficiente capacità di produzione nazionale. Il decreto dispone misure per accelerare e semplificare i procedimenti di autorizzazione per l'installazione, la modifica e il ripotenziamento di centrali elettriche di potenza superiore a 300

MW termici, considerate opere di pubblica utilità.
Il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7 è stato convertito nella legge 9 aprile 2002, n. 55.
Nel corso del dibattito sulla conversione del decreto è emersa l'esigenza di un maggior coordinamento negli interventi sui settori energetici. Pertanto, il Governo, in attesa della conclusione dell'*Indagine*, ha accolto un ordine del giorno che lo impegna a presentare un apposito disegno di legge, entro il mese di maggio 2002, che affronti con maggiore organicità la materia energetica.

DECENTRAMENTO NELL'ORDINAMENTO DEI SETTORI ENERGETICI E DEI SERVIZI PUBBLICI LOCALI

La riforma del Titolo V della Costituzione

La legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, recante Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione, ha innovato l'assetto delle competenze tra centro e periferia anche in materia di energia.

Il nuovo art. 117 della Costituzione ha riattribuito fra a Stato e Regioni la legislazione riguardante "*produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*", riservando allo Stato il solo compito di dettarne i principi fondamentali. Tuttavia lo stesso art. 117 attribuisce allo Stato competenza esclusiva in altre materie che, per la loro natura "trasversale", sembrano avere particolare rilievo per l'attività dell'Autorità: si tratta della tutela della concorrenza e dell'ambiente, della determinazione dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, dei rapporti tra Stato e Unione europea. Quest'ultimo ambito ha grande importanza, data l'imminente revisione, nel senso di una più accentuata e omogenea liberalizzazione, delle Direttive europee in tema di elettricità e gas.

Riguardo alle competenze amministrative il nuovo testo dell'art. 117 attribuisce la potestà regolamentare generale alle Regioni (salvo i casi di competenza legislativa esclusiva statale), mentre ai Comuni, alle Province e alle città metropolitane riserva quella sulle funzioni loro attribuite (quelle fondamentali, con legge dello Stato). L'art. 118 della Costituzione dispone inoltre che "*le funzioni amministrative sono attribuite ai Comuni salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, siano conferite a Province, città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza*".
Sembra, quindi, che la competenza amministrativa spetti primariamente ai Comuni, tranne quando sia necessario attribuirla a un ente di più ampia circo-

scrizione ("*Province, Città metropolitane, Regioni e Stato*") "*per assicurarne l'esercizio unitario*".

La ricostruzione del quadro delle competenze legislative nazionali e regionali e delle relative spettanze amministrative legittima la previsione di una disciplina dei settori dell'energia elettrica e del gas diversificata da Regione a regione, in relazione alle differenti scelte di politica energetica che ciascuna di esse vorrà attuare. L'individuazione di alcuni snodi problematici descrive la complessità del quadro che abbiamo davanti.

La distribuzione non uniforme degli impianti sul territorio comporta un'elevata interdipendenza delle Regioni, pertanto una normativa non coordinata potrebbe accentuare lo squilibrio del sistema e la discriminazione degli operatori in funzione della localizzazione geografica delle loro centrali, a scapito anche del livello di sicurezza degli approvvigionamenti.
Analogo rischio corre la trasmissione, la cui gestione non può essere parcellizzata. La rete di trasmissione elettrica, governata attualmente dal Gestore della rete di trasporto nazionale (Grtn), è infatti interconnessa e gestita in modo unitario al fine di garantirne la sicurezza tecnica. In una situazione di disomogenea distribuzione degli impianti di produzione la gestione centralizzata e coordinata della rete è quindi indispensabile per il corretto bilanciamento di domanda e offerta.
Per quanto riguarda l'import, affidare la gestione delle importazioni alle singole Regioni implica certamente un aumento della complessità del coordinamento tra i diversi soggetti coinvolti, a livello sia europeo sia nazionale. Un'eventuale diversa regolamentazione della materia potrebbe comportare la distorsione delle condizioni di competitività tra i diversi soggetti operanti sul territorio nazionale, in quanto la capacità di interconnessione interessa solo alcune regioni.
A segnalare l'urgenza di un intervento di raccordo in materia, si citano qui infine le problematiche sollevate dalla legge regionale Sicilia 26 marzo 2002, n. 2 che istituisce un tributo ambientale gravante sui proprietari dei gasdotti regionali.

I rischi sin qui ipotizzati evidenziano la necessità di una cooperazione tra centro e periferia che, senza violare lo spirito della riforma, possa favorire lo spirito di iniziativa regionale a vantaggio di tutto il sistema.
In tale direzione sembra andare il disegno di legge governativo, recentemente approvato dal Consiglio dei ministri, recante disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3. Nel richiamare i principi dell'unitarietà dell'ordinamento giuridico e le sue esigenze di continuità e di completezza, il disegno di legge tende innanzitut-

to a raccordare fra loro le normative statali che definiscano i principi fondamentali nelle materie appena dette. Questi ultimi sono *"espressamente determinati con legge statale o in difetto desumibili dalle leggi vigenti dello Stato"*.

Tra i criteri a cui il Governo dovrà attenersi per la ricognizione dei principi fondamentali figurano: *"l'unitarietà giuridica ed economica, la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, il rispetto delle norme e dei trattati internazionali e della normativa comunitaria e la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica"*.

La riforma dei servizi pubblici locali

L'art. 35 della legge finanziaria 28 dicembre 2001, n. 448, prevede una nuova disciplina dei servizi pubblici locali (di rilevanza industriale e non) e si fonda su principi che sostanzialmente possono essere sintetizzati come segue:

- erogazione dei servizi in un regime di concorrenza nel mercato e, solo dove non sia possibile, mediante la scelta del monopolista locale tramite gara a evidenza pubblica);
- separazione, ove possibile, tra le attività di gestione della rete e quelle di erogazione del servizio;
- fissazione della proprietà pubblica e inalienabile delle reti; gli enti locali non possono gestire i servizi ma sono enfatizzate le loro funzioni di vigilanza, controllo e indirizzo;
- promozione sia dell'aggregazione tra imprese, che risulta fattore determinante per permettere loro di continuare a gestire i servizi alle condizioni attuali (prolungamento del periodo transitorio), sia delle gare multidimensionali per privilegiare il modello d'impresa definito come *multiutility*.

L'art. 35 implica, in un'ottica di ridimensionamento della gestione pubblica del settore, una nuova concezione di servizio pubblico: la titolarità dei servizi pubblici locali non spetta più direttamente all'ente locale a cui rimane la sola funzione di "garante" del servizio. In altre parole, il servizio pubblico viene svolto dall'impresa privata che può essere o titolare del servizio o autorizzata a svolgerlo sulla base delle *Linee guida* definite dall'ente locale.

La precisazione di alcuni dei temi fondamentali trattati dall'art. 35 è rimessa al regolamento di esecuzione e attuazione del Governo, da emanarsi ai sensi dell'art. 17, comma 1, della legge 23 agosto 1988, n. 400. Fra questi:

- la disciplina per lo svolgimento delle gare sia per l'erogazione dei servizi

pubblici locali, sia per la scelta del gestore di reti e impianti;

- la definizione delle attività ricomprese nel concetto di gestione delle reti e degli impianti e in quello di erogazione dei servizi pubblici locali;
- l'esatta individuazione di quali servizi pubblici locali debbono intendersi di rilevanza industriale.

Va sottolineato comunque che la formulazione normativa dell'art. 35 potrebbe comportare un problema di legittimità costituzionale con il nuovo assetto di competenze legislative riconosciute alle Regioni (ai sensi della legge costituzionale n. 3/01), in quanto la materia dei servizi pubblici locali non figura espressamente né tra le discipline riservate alla potestà esclusiva dello Stato, né tra quelle rimesse alla potestà legislativa concorrente della Regione.

Rispetto al servizio pubblico considerato, le disposizioni dell'art. 35 presentano una valenza generale e residuale: riguardano cioè solo i profili non disciplinati da alcuna normativa esistente per i singoli settori, , anche riguardo a profili specifici, che restano governati dalla legge precedente.
Pertanto le disposizioni dell'art. 35 non sono applicabili al settore dell'energia elettrica, in quanto nessun servizio di tale ambito, nemmeno quello di distribuzione locale, può essere annoverato tra i servizi pubblici riservati ai Comuni.
Diversa è la situazione con riferimento al settore del gas. Infatti, l'attività di distribuzione del gas naturale è definita come servizio pubblico affidato da parte degli enti locali, ai sensi dell'art. 14 del decreto legislativo n. 164/00. In tal caso, si avrà l'applicazione primaria del decreto legislativo n. 164/00, poiché le sue disposizioni non si possono ritenere abrogate neppure implicitamente dall'art. 35: le nuove norme introdotte troveranno quindi applicazione nella misura in cui il citato decreto legislativo nulla disponga in ordine a determinati aspetti o profili.

INIZIATIVE DI RIFORMA DELLE AUTORITÀ INDIPENDENTI

Il contributo dell'Autorità alla Commissione per la razionalizzazione e semplificazione delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore

Il Ministro per la funzione pubblica, al fine di elaborare una proposta di intervento legislativo, nell'ottobre 2001, ha istituito una Commissione di studio per la razionalizzazione e la semplificazione delle disciplina delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore. Della Commissione, presieduta dalla stesso Ministro, fanno parte 19 tra esperti in materia e rappresentanti delle imprese di settore. Nel corso dei lavori la Commissione ha svolto audizioni, richiedendo anche contributi scritti, con numerosi soggetti istituzionali e operatori interessati per l'approfondimento di tematiche di particolare rilievo. L'Autorità ha inviato una propria memoria di cui si riferisce in parte nel seguito.

La memoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La legge 14 novembre 1995, n. 481, istitutiva dell'Autorità, è stata votata dal Parlamento quasi all'unanimità, in una convinta adesione delle forze politiche al processo di liberalizzazione dei servizi pubblici e alla privatizzazione delle imprese pubbliche operanti in quei settori. Vi si prevede il pieno coinvolgimento del Parlamento e del Governo, sia nelle scelte rivolte alla promozione della concorrenzae della privatizzazione, sia nella nomina dei componenti l'Autorità. Già prima, la legge 30 luglio 1994, n. 474, aveva subordinato le privatizzazioni alla creazione di organismi indipendenti per la regolazione delle tariffe e per il controllo della qualità dei servizi di rilevante interesse pubblico. In un mercato come quello italiano, caratterizzato da una consistente presenza di società e di enti a partecipazione pubblica, la scelta, legata anche agli accordi Andreatta/Van Miert e alle iniziative comunitarie per la repressione degli aiuti di Stato, fu quella di garantire una guida puntuale al processo di privatizzazione. Guida costituita, da un lato, dalle scelte politiche nell'individuazione sia delle imprese da privatizzare, sia delle modalità della privatizzazione, e, dall'altro, dalla creazione di organismi indipendenti a tutela del mercato in via di liberalizzazione.

La finalità evidente era di evitare che al monopolista pubblico subentrassero quelli privati, liberi di fissare tariffe e livelli di qualità del servizio erogato senza il controllo del mercato. Altro obiettivo era far sì che nei servizi pubblici essenziali la gestione delle tariffe, delle condizioni contrattuali e degli accessi alle reti fosse trasparente.

La regolazione dei servizi di pubblica utilità

La missione affidata dall'art. 1 della legge n. 481/95 alle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità sta nel garantire una pluralità di rilevanti interessi collettivi: la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità; adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività; la loro fruibilità e la loro diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale; la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti; la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

La stessa legge pone, come quadro di riferimento per il raggiungimento di questi obiettivi, la normativa comunitaria in materia e gli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

Le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, come l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, prevista dalla stessa legge n. 481/95, ma istituita poi con specifica normativa, svolgono una *funzione di regolazione*, che si palesa nell'adozione di provvedimenti generali in materia di tariffe, condizioni contrattuali, qualità del servizio, accesso alle reti, separazione contabile e amministrativa. Svolgono inoltre una *funzione di garanzia*, strettamente connessa a quella di regolazione; definiscono i meccanismi preventivi di tutela dei consumatori e degli utenti (per esempio, la definizione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità), la vigilanza sul rispetto della regolazione, l'interdizione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, l'irrogazione di sanzioni pecuniarie, la risoluzione di controversie (*adjudication*) tra utenti e gestori dei servizi pubblici, nonché tra Gestori delle reti e imprese che vi si collegano, con procedure stragiudiziali di conciliazione e arbitrato. Svolgono, infine, una *funzione consultiva* e *di segnalazione* nei confronti del Parlamento e del Governo, attraverso l'adozione di pareri, comunicazioni e proposte.

Ne consegue che le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità svolgono funzioni di garanzia sia tramite i provvedimenti regolatori, di carattere generale, sia tramite i provvedimenti applicativi, di carattere specifico.

Autorità di garanzia e autorità di regolazione

La distinzione tra autorità di garanzia e autorità di regolazione è solo apparente in quanto la regolazione non esclude la garanzia di valori costituzionali, anzi si coniuga con essa e spesso addirittura la presuppone. La regolazione è garanzia in quanto assicura regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso alle reti e ai servizi che con esse sono espletati, e perché evita sussidi incrociati, promettendo la corrispondenza delle tariffe ai costi di ciascun servizio. La protezione da posizioni dominanti si ottiene non solo perseguendo gli abusi di chi le vanta, ma anche e soprattutto regolando in modo generale

accessi e prestazioni così che abusi e discriminazioni siano impediti. Le funzioni di tutela dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato si integrano e quelle dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si integrano per ambito e per finalità. Mentre l'Autorità garante della concorrenza interviene senza limiti settoriali e con riferimento a situazioni tipizzate dalla relativa legge, oltre che in funzione generalmente repressiva di abusi in atto, l'Autorità per l'energia ha competenza settoriale ma non legata all'impedimento di specifiche illegalità, bensì prevalentemente rivolta alla prevenzione di comportamenti anticompetitivi.

In secondo luogo, la regolazione non è attività amministrativa di sintesi di interessi pubblici e privati, bensì attività neutrale, affidata a un soggetto indipendente proprio perché le missioni sopra richiamate siano perseguite senza interferenze di interessi di altra natura, ed evitando che chi fa le regole sia anche il soggetto chiamato ad applicarle. Se, poi, si vuole rilevare l'esistenza di interessi economici complessivi che vengono presi in considerazione nelle scelte attinenti alla disciplina della concorrenza, il problema si pone anche per le autorità di pura garanzia (si veda l'art. 25, della legge 10 ottobre 1990, n. 287).

L'assenza di una autorità di pura garanzia può, in linea di principio e con diversa intensità, essere assorbita dalla presenza del giudice, che è autorità di garanzia per definizione. Il ruolo dell'autorità di regolazione, invece, non può essere rimpiazzato da quello del giudice, perché essa è svincolata dal caso specifico e prescinde dall'abuso. Negli Stati Uniti d'America il garante della concorrenza è il giudice, che tutela le imprese contro pratiche distorsive; benché siano istituite autorità indipendenti, manca una autorità indipendente della concorrenza come la intendiamo noi. Anche in Italia l'intervento sia dell'Autorità della concorrenza e del mercato, sia dell'Autorità per la protezione dei dati personali, che pure hanno contribuito in misura rilevante all'affermazione dei rispettivi principi, è aggiuntivo rispetto alla normale tutela giurisdizionale.

La protezione di valori costituzionali

Il dato normativo e gli elementi che si desumono dalla valutazione dell'attività sinora svolta dimostrano che le attribuzioni dell'Autorità sono finalizzate alla tutela e alla garanzia di interessi e valori indisponibili di rilevanza costituzionale. Tra questi possono essere inclusi la garanzia sia di livelli minimi di prestazioni essenziali in funzione di solidarietà economica e sociale, sia di unitarietà dell'ordinamento giuridico ed economico (art. 2, art. 120, della Costituzione); la rimozione di barriere di ordine economico alle pari opportunità (art. 3, della Costituzione); la tutela della concorrenza e del mercato (art. 41, della Costituzione); la salvaguardia delle attività riguardanti i servizi pubblici essenziali e le fonti di energia (art. 43, della Costituzione).

Con particolare riferimento alla regolazione delle condizioni tecniche ed economiche dell'erogazione dei servizi di pubblica utilità, si osserva che l'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95:

- da un lato individua, tra le finalità perseguite dalla stessa legge, la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività;
- dall'altro lato impone all'Autorità, nel definire il sistema tariffario, di armonizzare gli obiettivi economico finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale.

In tutta evidenza tale disposizione declina, nel settore dei servizi di pubblica utilità, il principio costituzionale di libertà dell'iniziativa economica privata, di cui all'art. 41 della Costituzione (esteso, nella sua interpretazione più evoluta, a comprendere la libertà di concorrenza) e riafferma, nel medesimo settore, l'esistenza di doveri inderogabili di solidarietà politica, economica e sociale ai sensi degli articoli 2 e 3, del testo costituzionale.

Il ruolo delle reti nella garanzia dei diritti economici

A questi rilievi formali, se ne aggiungono altri di natura più sostanziale. Se è corretto fare riferimento ai principi costituzionali, è altresì rilevante tenere in considerazione il ruolo che le reti hanno nell'economia moderna. L'esatta gestione di dette reti, essenziali per la prestazione di servizi fondamentali, costituisce presupposto di qualsiasi diritto di iniziativa economica e garanzia di pluralismo.

La nostra Costituzione, alla luce anche dei principi del Trattato istitutivo della Comunità europea, si fonda sulla parità di diritti di accesso e sul principio di non discriminazione. Inoltre, nessun investimento in questi settori è prevedibile, soprattutto da parte di operatori esteri, in presenza di un quadro regolatorio non certo, trasparente e neutrale o, peggio, in caso di commistione di ruoli tra Stato imprenditore e Stato regolatore.

La presenza di un organismo indipendente esalta dunque la distinzione tra ruolo dello Stato, che interviene direttamente nell'attività economica, e ruolo dello Stato regolatore, favorendo e non comprimendo il primo.

Si consideri, inoltre, che se non si ricollegasse l'intervento regolatorio ai valori costituzionali sopra richiamati, se ci fosse cioè realmente discrezionalità amministrativa e non funzione di garanzia nella regolazione, la competenza si dovrebbe intendere devoluta alle Regioni dal nuovo testo dell'art. 117 della Costituzione.

La normativa europea

Le reti sono interconnesse e costituiscono parte del mercato unico europeo. La frantumazione della regolazione tra le varie autorità statali è, obiettivamente, in contrasto con la tendenza in atto, che mira ad assicurare omogeneità di criteri regolatori e indipendenza nello svolgimento delle relative funzioni. La neutralità delle regole di accesso alle reti e ai servizi pubblici è una previsione costante nelle direttive sulla formazione dei mercati interni dell'energia elettrica (Direttiva 96/92/CE) e del gas (Direttiva 98/30/CE).

Sotto la spinta delle direttive per la formazione del mercato interno e la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, quasi tutti gli Stati membri dell'Unione europea si sono dotati di una autorità indipendente di regolazione. La Commissione europea ha lavorato con i diversi organismi di regolazione per seguire e promuovere l'attuazione delle direttive attraverso i due *Forum* per la regolazione dell'energia elettrica (Firenze) e del gas (Madrid). L'azione della Commissione europea ha anche favorito gli scambi di informazioni e il coordinamento tra gli organismi di regolazione degli Stati membri dell'Unione europea nei settori dell'energia elettrica e del gas, che hanno dato vita al *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Il CEER, alla cui costituzione l'Autorità ha attivamente contribuito, costituisce una sede per il confronto e per l'elaborazione di scelte e di tecniche regolatorie, attraverso gruppi di lavoro internazionali. Per esempio, si è recentemente concluso un progetto di *benchmarking* sulla regolazione della qualità del servizio, che è stato condotto dall'Autorità italiana e a cui hanno partecipato sei regolatori europei. I suoi risultati sono stati ripresi dalla Commissione europea nei materiali di preparazione delle proposte di modifica delle Direttive europee (presentate al Consiglio europeo di Stoccolma nel marzo 2001), per rafforzare l'importanza degli obblighi di servizio pubblico nel processo di liberalizzazione, al fine di promuovere la qualità e la protezione dei consumatori. Altre iniziative patrocinate dal CEER riguardano le tariffe transfrontaliere, la gestione degli intasamenti sulle reti, gli incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture, i confronti internazionali dei prezzi sul mercato libero.

Nelle proposte di revisione delle Direttive europee viene fatto un ancor più esplicito riferimento alle autorità indipendenti dei vari Stati membri. D'altra parte, i decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione delle richiamate Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE, già integrano le competenze governative con quelle dell'Autorità, per il completamento e l'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas in un delicato equilibrio, che garantisce l'osservanza tempestiva delle disposizioni europee.

Le iniziative parlamentari

Nel periodo fra l'aprile 2001 e l'aprile 2002 sono stati presentati al Parlamento tre disegni di legge per la ridefinizione e la riorganizzazione delle autorità indipendenti che nascono dall'esigenza, trasversalmente sentita da tutte le parti politiche, di dare una precisa configurazione giuridica a organismi istituiti negli scorsi anni in diversi campi di intervento della pubblica amministrazione.

Le iniziative parlamentari e l'analoga iniziativa promossa dal Ministro della funzione pubblica danno conto dell'ampiezza del dibattito politico e istituzionale in corso sul tema della riforma delle autorità indipendenti. Tema di particolare rilevanza, soprattutto in una delicata fase di privatizzazione di importanti settori come quelli dei servizi pubblici ove risulta necessario garantire, sulla base dei principi e in attuazione degli obiettivi stabiliti dalla legge, sia la piena tutela della concorrenza, sia la salvaguardia degli interessi dei consumatori e degli utenti.

I disegni di legge presentati, pur nelle loro rispettive diversità, propongono una ridefinizione dei criteri di nomina dei Componenti e un riordino delle competenze volto a rendere più organiche e coerenti le funzioni delle singole autorità di settore. Essi riaffermano la centralità del Governo e del Parlamento nella conduzione e l'indirizzo dei processi di privatizzazione, liberalizzazione e più in generale della politica industriale nel cui ambito deve inserirsi l'intervento delle autorità medesime.

Esse propongono infine di rafforzare il ruolo del Parlamento quale referente istituzionale delle autorità indipendenti per evitarne l'isolamento rispetto al potere legislativo da cui prendono origine. L'istituzione di un'apposita Commissione parlamentare per i rapporti con le autorità, deputata ad esprimere i pareri sulle designazioni relative ai Componenti, sugli indirizzi generali del Governo nonché sull'attività svolta e i pareri e segnalazioni presentate viene in alcuni casi espicitamente suggerita.

Nella fase finale di approvazione della legge finanziaria per il 2002 è stato proposto un ordine del giorno sottoscritto dal Presidente e da tutti i capigruppo della Commissione attività produttive della Camera messo poi a votazione e approvato a larghissima maggioranza, che il Governo ha accolto quale raccomandazione.
L'ordine del giorno richiama l'inopportunità di operare tramite l'art. 23 della legge finanziaria 2002[3] per una ridefinizione del ruolo delle autorità indipendenti esistenti e sottolinea l'indispensabilità che le funzioni di garanzia e di regolazione siano mantenute chiaramente distinte dalle responsabilità di definizione di indirizzi di politica industriale per le società del settore a partecipazione pubblica. Questo impegna quindi il Governo a non incidere, in sede di attuazione della legge finanziaria, sul ruolo e sulle funzioni attribuite dalle norme vigenti alle autorità indipendenti, in particolare quelle di regolazione dei servizi pubblici assecondando una iniziativa parlamentare tesa a ridefinire il quadro delle medesime autorità.

TUTELA DELL'AMBIENTE

La decisione del Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'Unione europea, adottata il 3 marzo 2002, chiedeva agli Stati membri di ratificare, entro giugno, l'intesa raggiunta in occasione della conferenza delle parti firmatarie del protocollo di Kyoto tenutasi a Marrakech nel novembre 2001 (Capitolo 1). Tale decisione ha avviato anche in Italia l'iter di ratifica parallelamente alla revisione delle modalità di raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni.

Con delibera CIPE 19 novembre 1998 (CIPE 1998): "*Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra*" erano state individuate sei azioni nazionali alle quali era stato attribuito un diverso obbiettivo di contenimento delle emissioni di CO_2 (si veda *Relazione annuale 1999*). Il 2002 rappresenta la prima verifica dei risultati conseguiti da tali azioni nazionali lungo il percorso che vorrebbe l'Italia, entro il 2008-2012, ridurre del 6,5 per cento le proprie emissioni di gas serra rispetto al 1990. I dati di consuntivo del 2000 e quelli di preventivo per il 2001 hanno tuttavia mostrato un forte scostamento dagli obiettivi fissati dal CIPE 1998 imponendo una nuova ridistribuzione degli oneri i cui contenuti sono ad oggi ancora al vaglio del legislatore.

3 L'art. 23 contiene la delega al Governo perché individui gli organismi amministrativi, non deputati alla garanzia di diritti di rilevanza costituzionale, per trasformarli, fonderli o accorparli con altri enti o organismi che svolgono attività analoghe o complementari.

La nuova strategia nazionale per il rispetto del protocollo di Kyoto comprenderà, con ogni probabilità, il ricorso ai meccanismi flessibili quali la *joint implementation*, il *clean development mechanism* e l'*emission trading*, non contemplato al tempo della stesura del CIPE 1998 perché le modalità di applicazione erano ancora incerte in sede internazionale.
I meccanismi flessibili permettono di abbattere le emissioni attraverso la promozione di progetti all'estero i cui benefici ambientali vengono scaricati dall'obiettivo nazionale. In questa direzione nel 2001 sono stati indirizzati con decreto del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 giugno 2001, 35 miliardi di lire per la promozione di programmi di cooperazione internazionale nell'ambito dei meccanismi di Kyoto in Cina, Bulgaria, Romania, Argentina, Cuba, Egitto e Brasile.

L'andamento dei prezzi del petrolio negli ultimi anni ha inciso negativamente nelle politiche di riduzione delle emissioni nazionali di gas serra. In Italia l'incremento dei consumi energetici del 1,5 per cento nel 2001, congiuntamente all'aumento dei prezzi del greggio, ha da un lato determinato il congelamento della *carbon tax* riducendo l'incentivo economico ad accelerare la transizione a combustibili a minor contenuto di carbonio e dall'altro ha promosso un maggiore impiego dei combustibili solidi nei settori dove è possibile una sostituzione delle fonti energetiche nel breve periodo, quale quello della generazione elettrica.
A fronte di queste dinamiche, la legislazione nazionale ha individuato due strumenti economico ambientali particolarmente innovativi finalizzati al rispetto del protocollo di Kyoto:

- il meccanismo dei certificati verdi per promuovere lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- il meccanismo dei titoli di efficienza energetica per incentivare i risparmi energetici negli usi finali.

Entrambi gli strumenti vedono il 2002 come primo anno di applicazione e dimostreranno la loro validità solo negli anni a venire. Nella delibera CIPE 1998 il settore delle energie rinnovabili avrebbe dovuto apportare una diminuzione delle emissioni di gas serra pari al 18 per cento dell'obiettivo nazionale (corrispondenti a 18/20 Mtonn di CO_2) mentre gli interventi in materia di efficienza energetica avrebbe dovuto ridurre le emissioni del nostro paese del 26 per cento del obiettivo nazionale (circa 24/29 Mtonn di CO_2).
Mentre gli interventi sull'efficienza energetica impongono un obiettivo di

miglioramento negli usi finali di energia progressivo sino al 2006, quello sui certificati verdi non ha ancora individuato una progressione dell'obbligo in relazione all'obiettivo nazionale di riduzione dei gas serra. Tuttavia l'implementazione nella legislazione nazionale della Direttiva europea 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vedi Capitolo 1), di cui il Governo è stato delegato con l'art. 43 della legge 1 marzo 2002, n. 39, costituirà un'occasione per ridefinire tale progressione.

L'istituzione di un meccanismo di mercato per la promozione dei certificati verdi è stato introdotto dall' art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e le sue caratteristiche sono state delineate dal successivo decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro del ambiente del 11 novembre 1999 e successive modifiche introdotte dal decreto Ministro delle attività produttive, Ministro dell'ambiente 18 marzo 2002. Il funzionamento e le caratteristiche di questo strumento di politica ambientale sono descritte, nei suoi fondamentali, nel Capitolo 3.

Promozione dell'efficienza energetica negli usi finali

I decreti di promozione dell'efficienza energetica nel settore della distribuzione di energia elettrica e di promozione del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili nella distribuzione di gas naturale sono stati emanati il 24 all'aprile 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente. I due decreti danno attuazione a quanto previsto rispettivamente all'art. 9, comma 1 del decreto legislativo n. 79/99 e all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00.

I decreti ministeriali hanno profondamente riformato la politica di promozione del risparmio energetico seguita dal legislatore fino a quella data, introducendo un sistema che identifica nell'Autorità il soggetto incaricato della definizione dei criteri e delle regole necessarie per dare attuazione alle previsioni contenute nei decreti, nonché della gestione dell'intero meccanismo una volta avviato. Il nuovo sistema si fonda sull'imposizione di obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria posti a carico dei distributori di energia elettrica e di gas che dovranno essere rispettati dai distributori tramite lo sviluppo di progetti di risparmio energetico presso i clienti finali.

I progetti potranno essere sviluppati direttamente dal distributore, tramite società da esso controllate, o attraverso società operanti nei settore dei servizi energetici. In alternativa, i distributori potranno scegliere di non sviluppare nessuna azione diretta e di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando, in tutto o in parte, da terzi 'certificati' (denominati 'titoli di efficienza energetica') attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri sogget-

ti. Tali titoli verranno emessi dall'Autorità al termine di un processo di controllo finalizzato a verificare che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole definite dall'Autorità, ivi incluse le regole tecniche per la valutazione dei risparmi energetici attribuibili ad ogni singolo intervento. Lo scambio dei titoli potrà avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito che verrà istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolamentato in base a disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità.

Una parte dei costi sostenuti dai distributori per adempiere agli obblighi di risparmio energetico, posti a loro carico dai decreti ministeriali, troverà copertura attraverso le tariffe di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale in base a criteri stabiliti dall'Autorità. Il mancato adempimento agli obblighi di risparmio energetico a carico dei singoli distributori verrà sanzionato dall'Autorità.

Nell'aprile di quest'anno l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione (vedi Capitolo 5) che illustra le proposte dell'Autorità relative ai criteri e metodi:

- per la preparazione e l'esecuzione dei progetti di risparmio energetico;
- per la valutazione dei risparmi energetici attribuibili alle diverse tipologie di progetto;
- per il controllo dei risparmi effettivamente conseguiti e certificabili attraverso l'emissione dei titoli di efficienza energetica;
- per l'emissione dei titoli;
- per la parziale copertura dei costi sostenuti dai distributori attraverso le tariffe;
- per la definizione e l'irrogazione delle sanzioni per inadempienza.

SEZIONE 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI

STUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

STUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

PAGINA BIANCA

3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

MERCATI LIBERALIZZATI E MERCATI IN MONOPOLIO

Con decreto 9 maggio 2001, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha approvato la Disciplina del mercato elettrico ponendo in tal modo le basi per l'organizzazione e il funzionamento della futura borsa dell'energia. Un ulteriore passo in avanti è stato fatto con la delibera 23 aprile 2002, n. 72 con la quale l'Autorità ha espresso le sue osservazioni sullo schema di Istruzioni alla disciplina del mercato elettrico, elaborato dal Gestore del mercato e previsto dalla stessa Disciplina del mercato. Risulta in corso di emanazione il decreto attuativo del Ministro delle attività produttive.
È stato definito dal Gestore della rete lo schema di regole per il servizio di dispacciamento di merito economico che dovranno disciplinare i diritti e gli obblighi in capo a tutti gli utenti delle reti dopo l'avvio del sistema delle offerte. Con delibera 8 maggio 2002, n. 87 l'Autorità ha espresso le sue osservazioni e proposte.
Altro tassello fondamentale per l'avvio dell'attività dell'Acquirente unico è stato il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 3 maggio 2001 che ha emanato una prima direttiva di indirizzo.

Sono stati posti in essere dall'Autorità ulteriori adempimenti previsti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in funzione dell'avvio del sistema delle offerte. Con la delibera 18 ottobre 2001, n. 228 è stato approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, uniformando la disciplina dei corrispettivi per il servizio di trasporto prevista per i clienti del mercato libero e quello vincolato rendendo più trasparente la struttura dei corrispettivi. Con la delibera 19 marzo 2002, n. 42 sono state definite le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore è riconosciuta come cogenerazione e pertanto ammessa ad un regime "privilegiato".

Nel corso dell'anno 2002, si dovrebbero pertanto completare alcuni elementi fondamentali per l'attuazione del processo di liberalizzazione disegnato dal decreto legislativo n. 79/99. Tra questi: l'avvio del dispacciamento di merito economico e l'entrata in operatività del sistema delle offerte, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99; la conclusione della cessione da parte di Enel dei 15.000 MW di capacità produttiva, di cui all'art. 8 del medesimo decreto; il conseguente abbassamento della soglia di consumi per l'accesso al mercato libero a 0,1 GWh.

GENERAZIONE E IMPORTAZIONE

Struttura del mercato della produzione nazionale e dell'importazione

La produzione nazionale

Secondo i dati provvisori pubblicati dal Gestore della rete, nell'anno 2001 la produzione nazionale lorda del parco impianti è stata di 279.630 GWh, con una crescita dell'1,1 per cento rispetto al 2000.

La produzione termoelettrica convenzionale netta nel 2001 è stata di 219.204 GWh, diminuendo dello 0,6 per cento rispetto all'anno precedente, a favore di un incremento dell'8,2 per cento dell'energia idroelettrica (55.091 GWh) e dell'1,1 per cento delle altre fonti rinnovabili (5.335 GWh).

La produzione termoelettrica convenzionale è stata ottenuta, per il 41,2 per cento dal gas naturale, per il 45,6 per cento dall'olio combustibile, per il 14,3 per cento dal carbone e per il 6 per cento dai gas derivati e altri combustibili. Rispetto al 2000 si registra una significativa riduzione dell'impiego dell'olio combustibile (-3,8 per cento) a fronte di un marcato aumento dell'impiego dei carboni (18,1 per cento) e uno molto più lieve del gas (1,4 per cento) riconducibili a dinamiche già illustrate nel Capitolo 2.

Nel 2001 la produzione destinata al consumo, al netto dell'energia destinata ai consumi propri della produzione (13.127 GWh) e di quella assorbita dai pompaggi (9.434 GWh), è risultata di 257.069 GWh, di cui circa 50.000 GWh da impianti che cedono l'energia elettrica prodotta nell'ambito di convenzioni stabilite dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) del 29 aprile 1992, n. 6 (Tav. 3.1).

TAV. 3.1 **PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELL'AMBITO DI CONVENZIONI CIP N. 6/92 E COSTO DI RITIRO DA PARTE DEL GRTN(A) NEL 2001**

	ENERGIA GWh	PREZZO lire/kWh	PREZZO centesimi di euro/kWh
DESTINATA	49.342	177,1	9,146
ECCEDENZE (DELIBERA N. 108/97)	2.642	103,9	5,366
MINIDRO (DELIBERA N. 82/99)	2.619	112,6	5,815
TOTALE	**54.503**	**170,5**	**8,806**

(A) I dati dell'energia acquistata dal Grtn nel periodo agosto-settembre sono previsivi. Il Grtn ritira l'energia prodotta da impianti che cedono interamente la capacità sotto convenzione CIP n. 6/92, l'energia convenzionale e rinnovabile in "eccedenza" rispetto alle quote di autoconsumo, e l'energia generata in impianti idroelettrici ad acqua fluente di potenza inferiore ai 3 MW, con le modalità previste dalla delibera dell'8 giugno 1999, n. 82.

Nel 2001 la potenza efficiente netta installata ammontava a 76.400 MW, con un incremento di 800 MW rispetto al 2000; tuttavia i dati forniti dal Gestore della rete rivelano che solamente 48.700 MW sono disponibili per la produzione effettiva; a questi vanno aggiunti 6.000 MW di interconnessione con l'estero per coprire la punta del fabbisogno di potenza pari a 52.000 MW.

Occorre infine ricordare che il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 che approvava il piano di dismissioni predisposto dall'Enel ha disposto che le società acquirenti si impegnino a trasformare in ciclo combinato la maggior parte della capacità termoelettrica installata delle Gen.Co S.p.A., entro il 2008. Pertanto nel prossimo futuro parte della capacità di produzione termoelettrica di Elettrogen e di Eurogen non sarà disponibile per i necessari lavori di rifacimento.

In questo quadro complessivo che evidenzia i rischi di un sistema non munito di sufficiente capacità di generazione è stato emanato il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con il quale si è voluto dare impulso e certezza alle procedure per la realizzazione e il ripotenziamento delle centrali di energia elettrica con potenza superiore ai 300 MW termici. Su tale legge le Regioni hanno espresso riserve per il mancato rispetto delle norme introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione che potrebbe però trovare soluzione nel disegno di legge governativo in materia di energia in corso di elaborazione nel maggio 2002.

Per far fronte all'inadeguatezza della rete di interconnessione con l'estero rispetto alle richieste e ai ritardi nella realizzazione di nuove infrastrutture di rete, legati principalmente a difficoltà di carattere autorizzativo, l'Autorità ha individuato nelle linee dirette, previste dalla Direttiva europea 96/92/CE, uno strumento sia per consentire agli operatori di contribuire allo sviluppo della rete, sia per favorire l'integrazione del sistema elettrico nazionale in quello europeo. In una fase congiunturale e transitoria, la realizzazione di linee dirette per lo scambio con l'estero potrebbe, inoltre, contribuire alla realizzazione di condizioni concorrenziali nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero e alla diversificazione delle fonti energetiche.

Le dismissioni di Elettrogen, Eurogen e Interpower

Il 2001 è stato un anno particolarmente significativo per il processo di dismissione delle centrali dell'Enel e il conseguente riassetto dell'attività di produzione.

Nel luglio 2001 è stata portata a termine la cessione di Elettrogen, a cui erano stati attribuiti impianti per una potenza efficiente netta complessiva di 5.438 MW di cui 1.014 MW idroelettrici. Il consorzio, costituito da Endesa (il maggior produttore elettrico spagnolo) per il 45[1] per cento, dal Banco Santander Central Hispanico per il 40 per cento e dalla Asm Brescia S.p.A. per il rimanente 15 per cento, si è aggiudicato l'asta di assegnazione di Elettrogen al prezzo di 2.630 milioni di euro.

Nello stesso periodo l'Enel ha acquisito 2.365 MW di potenza della stessa Endesa nel mercato spagnolo, attraverso l'acquisto della società Nuova Viesgo al prezzo di 1.870 milioni di euro.

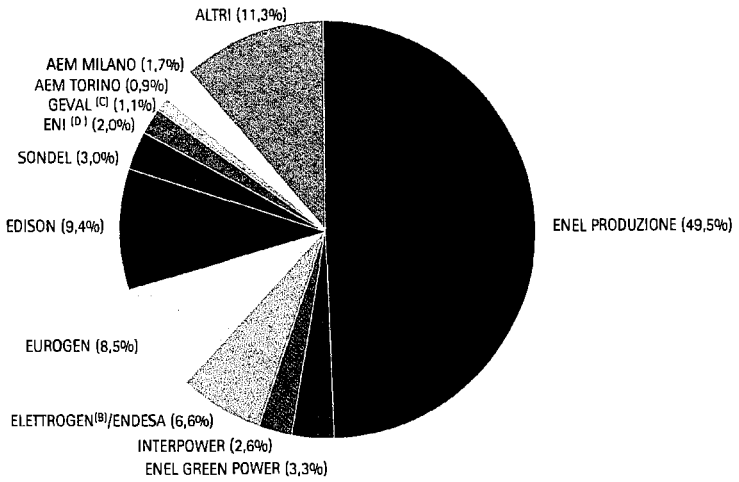
Nel marzo 2002 si è conclusa la procedura per l'assegnazione di Eurogen, la più grande delle Gen.Co S.p.A., a cui erano stati attribuiti 55 impianti, di cui 49 idroelettrici e 6 termoelettrici, per una potenza efficiente netta complessiva di 7.008 MW. Edipower S.p.A., creata da Edison S.p.A. (40 per cento), Aem Milano S.p.A. (13,4 per cento), Aem Torino S.p.A. (13,3 per cento), Atel (13,3 per cento), cui partecipano anche UniCredito Italiano S.p.A. (10 per cento), Interbanca S.p.A. (5 per cento) e Royal Bank of Scotland (5 per cento), si è aggiudicata l'asta di assegnazione di Eurogen al prezzo di 3.700 milioni di euro (cifra comprensiva della somma per la copertura dei debiti). In attesa del via libera dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, la transazione definitiva dovrebbe avvenire entro i due mesi successivi all'aggiudicazione.

Il processo di dismissione è in atto anche per Interpower, la terza Gen.Co dell'Enel. Alla fine di aprile 2002, è stato infatti pubblicato il bando di sollecitazione alla presentazione di manifestazioni di interesse all'acquisto dell'intera partecipazione nel capitale sociale della medesima, che ha una capacità di produzione di 2.611 MW di potenza efficiente netta, di cui 2.548 MW termoelettrici e 63 MW idroelettrici. La produzione netta di Interpower nel 2000 è stata ottenuta per il 98 per cento dai 3 impianti termoelettrici, mentre il rimanente 2 per cento dal nucleo idroelettrico.

1 Nel 2002 Endesa ha acquisito un'ulteriore partecipazione pari al 5,7 per cento del Banco Central Hispanico, salendo pertanto al 51 per cento del controllo di Elettrogen.

FIG. 3.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA(A)

Anno 2001; composizione percentuale

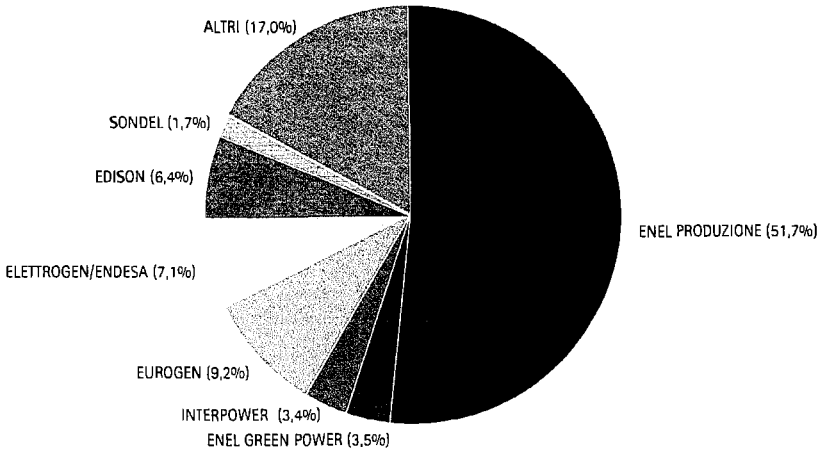


(A) Al netto della produzione destinata all'autoconsumo; è inclusa la generazione da impianti sotto convenzioni CIP6.
(B) La generazione di Elettrogen pre-cessione nel 2001 è stata di 11.274 GWh.
(C) Geval dal 1 gennaio 2002 diventa CVA.
(D) La generazione di Eni è stata destinata per il 38,9% ai consumi di società del gruppo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio delle società e Grtn.

FIG. 3.2 QUOTE DI MERCATO NELLA POTENZA INSTALLATA IN ITALIA NEL 2001 (A)

Potenza installata idro e termoelettrica; composizione percentuale



(A) Al netto della capacità destinata all'autoconsumo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio delle società e Grtn.

Le importazioni

Nel 2001 la domanda di energia elettrica, pari a 305.446 GWh, è stata soddisfatta per il 15,8 per cento dalle importazioni (48.377 GWh), con un aumento percentuale rispetto al 2000 (44.300 GWh) del 9,1 per cento.

La capacità di interconnessione con l'estero – al netto della capacità utilizzata per l'esecuzione dei contratti di importazione pluriennali, conclusi prima del 19 febbraio 1997, e della capacità di transito destinata alla Repubblica di San Marino, allo Stato del Vaticano e alla Corsica – ammonta per il 2002 a 1.953 MW, di cui 1.653 MW sulla frontiera di Nord Ovest (Francia e Svizzera) e 300 MW sulla frontiera di Nord Est (Austria e Slovenia).
Essendo la capacità disponibile insufficiente a soddisfare le domande degli operatori di bande di capacità di trasporto per l'interconnessione con l'estero, l'Autorità ha provveduto, secondo quanto disposto dal decreto legislativo n. 79/99, a determinare le modalità e le condizioni per l'allocazione della medesima capacità. Con la delibera 5 dicembre 2001, n. 301, 600 MW (di cui 500 MW sulla frontiera di Nord Ovest e 100 MW su quella di Nord Est sul versante austriaco) dei 1.953 MW di capacità di trasporto disponibili sono stati destinati, per un periodo di tre anni (2002-2004), ai clienti finali disponibili a distacchi di carico senza preavviso. Sono risultati assegnatari delle bande interrompibili 48 soggetti, con una capacità media di interconnessione assegnata di 12,5 MW ciascuno. I rimanenti 1.153 MW disponibili sulla frontiera di Nord Ovest sono stati attribuiti a 48 operatori, per una capacità media di assegnazione di 24 MW. La capacità di trasporto sull'interconnessione con la Slovenia pari a 190 MW è stata suddivisa tra 17 operatori, per una capacità media di assegnazione di 11,2 MW ciascuno; mentre i 10 MW di capacità di trasporto sull'interconnessione con la frontiera austriaca sono stati assegnati a 9 operatori.

TAV. 3.2 **CAPACITÀ DI TRASPORTO CON L'ESTERO PER L'ANNO 2002**

Valori in MW nel periodo invernale

	CONFINE				
	ITALIA - FRANCIA	ITALIA - SVIZZERA	ITALIA - AUSTRIA	ITALIA - SLOVENIA	TOTALE
CONTRATTI PLURIENNALI IN ESSERE	1.800	800	–	–	2.600
CAPACITÀ ASSEGNATA A RSM, VATICANO, CORSICA	147	–	–	–	147
CAPACITÀ A DISPOSIZIONE DEL GRTN	653	1.000	110	190	1.953
CAPACITÀ AD ASSEGNAZIONE AUTONOMA GESTORI ESTERI	–	1.000	110	190	1.300
TOTALE	**2.600**	**2.800**	**220**	**380**	**6.000**
DI CUI:					
assegnata a clienti interrompibili	500		100		60
assegnata su base annuale	1.153		10	190	1.353

Le fonti rinnovabili di energia elettrica

Nel corso del 2001, il processo di transizione[2] dal sistema di incentivazione definito dal provvedimento CIP n. 6/92, a quello dei cosiddetti certificati verdi – ovvero il passaggio da un meccanismo di incentivazione basato su un riconoscimento economico predefinito, differenziato per tecnologia, a uno in cui l'incentivo viene fissato da meccanismi di mercato – ha segnato significativi progressi.

Il meccanismo di incentivazione, previsto dal decreto legislativo n. 79/99 ed entrato in vigore dall'1 gennaio 2002, stabilisce che chiunque abbia prodotto o importato, l'anno precedente, energia elettrica da fonti non rinnovabili per quantità superiori a 100 MW debba obbligatoriamente immettere nella rete nazionale una quota pari al 2 per cento della stessa di energia prodotta da fonti rinnovabili, generata in impianti entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999. La quota del 2 per cento fissata per il 2002, rimane costante per gli anni successivi, salvo possibili modifiche con decreto congiunto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente.

Entro il 31 maggio 2002 (e per gli anni successivi entro il 31 marzo), i soggetti interessati dovranno certificare presso il Gestore della rete l'ammontare della propria produzione e importazione relativamente al 2001 (al netto di cogenerazione, autoconsumi di centrale ed energia prodotta da fonti rinnovabili); inoltre, entro il 31 marzo 2003, dovranno dimostrare di avere coperto il suddetto obbligo del 2 per cento tramite il possesso di certificati verdi.

I certificati verdi, di valore pari a 100 MW ciascuno, vengono riconosciuti per i primi otto anni di esercizio agli impianti entrati in funzione dopo il primo aprile 1999; possono essere attribuiti alla produzione di impianti della stessa società soggetta all'obbligo, o a produttori terzi, ceduti disgiuntamente dall'energia elettrica effettivamente prodotta e quindi scambiati attraverso contratti bilaterali, o su un apposito mercato istituito presso la società Gestore del mercato S.p.A.

2 I riferimenti normativi di tale transizione sono raccolti nell'art.11 del decreto legislativo n. 79/99, nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e Ministro dell'ambiente dell'11 novembre 1999 e nel decreto del Ministro delle attività produttive e Ministro dell'ambiente del 18 marzo 2002.

Il nuovo quadro regolatorio prevede una sovrapposizione con il precedente sistema di incentivazione (CIP n. 6/92), non solo in chiave temporale, ma anche in funzione delle dinamiche dell'offerta e della formazione dei prezzi dei certificati verdi. Questi ultimi, validi per il soddisfacimento dell'obbligo, vengono infatti rilasciati anche agli impianti di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sotto convenzione definita dal provvedimento CIP n. 6/92, entrati in funzione dopo l'1 aprile 1999. Tali certificati, congiuntamente all'energia elettrica prodotta, sono ritirati e intestati al Gestore della rete, a fronte dei costi degli incentivi riconosciuti agli impianti che possono usufruirne, secondo il provvedimento CIP n. 6/92.

Esistono pertanto due tipi di certificati: i certificati verdi relativi a impianti esenti dagli incentivi CIP n. 6/92, emessi a consuntivo o preventivo e intestati a privati, e quelli relativi a impianti sotto convenzione CIP n. 6/92 intestati al Gestore della rete. Mentre i primi possono essere ceduti sul mercato predisposto dal Gestore del mercato a un prezzo libero o attraverso contratti bilaterali, i secondi sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il Gestore del mercato, al prezzo fissato dall'art. 9 del decreto ministeriale 11 novembre 1999; si tratta del prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali sotto convenzione CIP n. 6/92, in base al loro valore di acconto, e i ricavi del Gestore della rete in seguito alla cessione dell'energia elettrica sottostante.

Ne consegue che il prezzo dei certificati del Gestore della rete non dipende dalle dinamiche di domanda e offerta di certificati verdi sul mercato, bensì dagli aggiornamenti degli incentivi CIP n. 6/92, oltre che da fattori esogeni allo sviluppo delle energie prodotte da fonti rinnovabili quali, per esempio, le modalità di cessione dell'energia coperta da incentivi CIP n. 6/92 al mercato vincolato. Queste ultime sono determinate dalla delibera del 13 dicembre 2000, n. 233 e successive integrazioni, in attuazione di quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000.

Dal momento che i certificati verdi del Gestore della rete, la cui offerta è attualmente superiore a quella costituita dai certificati verdi intestati a privati, sono indispensabili a soddisfare la domanda di certificati verdi introdotta dall'obbligo del 2 per cento, il loro prezzo costituirà il riferimento anche per il mercato dei certificati verdi privati.

Offerta di certificati verdi

In data 16 ottobre 2001, il Gestore della rete ha reso note le stime di offerta di certificati verdi di sua proprietà, riportate nella tavola 3.3. Gran parte di questa energia viene o verrà prodotta dagli impianti individuati negli allegati delle

delibere dell'Autorità del 27 settembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144, e successive integrazioni, ai sensi delle indicazioni dell'art. 15, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99. Quest'ultimo, al fine di stabilire un quadro temporale certo delle realizzazioni, chiedeva agli operatori di inviare all'Autorità, entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto, le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio.

TAV. 3.3 **OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DEL GESTORE DELLA RETE**

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	6,1
2003	7,2
2004	7,4
2005	7,6

Fonte: Grtn, 2001.

In ottemperanza all'art. 10 del decreto ministeriale 11 novembre 1999, il Gestore della rete rende noti, tramite la pubblicazione di un apposito bollettino, i dati relativi agli impianti che producono energia da fonti rinnovabili, in esercizio e in costruzione; essi provengono da privati che abbiano conseguito la qualifica necessaria all'emissione di certificati verdi. I dati pubblicati nel primo bollettino del 28 febbraio 2002, sono riportati nella tavola 3.4. In aggiunta a questi, devono essere presi in considerazione i certificati verdi rilasciati a fronte di rifacimenti parziali di centrali idroelettriche, come previsto dall'art. 5 del decreto del Ministero attività produttive e Ministero dell'ambiente del 18 marzo 2002. Una prima stima dei certificati, emessi a seguito di questa modifica normativa, è a oggi di circa 0,7 TWh.

TAV. 3.4 **OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DA PRIVATI**

Valori in GWh

TIPOLOGIA	IN ESERCIZIO	IN PROGETTO	TOTALE
EOLICI	178,5	1.490,30	1.668,80
GEOTERMICI	58,60	–	58,60
IDRO	337,48	83,32	460,80
RIFIUTI	320,42	121,00	441,42
SOLARE	0,78	–	0,78
TOTALE	**935,78**	**1.694,62**	**2.630,40**

Fonte: Grtn, 2001.

La domanda di certificati verdi

Le stime del Gestore della rete, relative alla domanda di certificati rese note dalla pubblicazione sul sito Internet del 16 ottobre 2001, sono riportate nella tavola 3.5.

TAV. 3.5 **DOMANDA DI CERTIFICATI VERDI**

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	4,9
2003	5,1
2004	5,3
2005	5,5

Fonte: Grtn, 2001.

L'esatto ammontare della domanda di certificati verdi per il 2002 sarà noto solo dopo il 31 maggio 2002, quando saranno pervenute al Gestore della rete le autocertificazioni attestanti produzione e importazioni relative all'anno 2001. La domanda di certificati verdi sarà pertanto inferiore alla stima fornita dal Gestore della rete:

- a seguito della delibera n. 42/02 dell'Autorità, e sue applicazioni ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002;
- in conseguenza della frammentazione delle quote d'importazione al di sotto della franchigia dei 100 GWh;
- a causa delle esenzioni dall'obbligo di acquisto di certificati verdi dell'energia d'importazione certificata rinnovabile, con le modalità previste dall'art. 3 del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002.

Altri incentivi alla produzione delle energie rinnovabili

A integrazione del meccanismo di incentivazione basato sull'emissione dei certificati verdi, sono stati distribuiti, nel 2001, come stabilito dal decreto del Ministero dell'ambiente del 20 luglio 2000, n. 337, i fondi relativi al gettito della *carbon tax* del 1999. Il decreto del Ministero dell'ambiente del 21 maggio 2001 distribuisce 155 miliardi di lire alle varie regioni e alle province autonome di Trento e Bolzano per il finanziamento di progetti mirati allo sfruttamento delle energie prodotte da fonti rinnovabili (energia solare e biomassa) o alla promozione di iniziative per l'uso efficiente dell'energia. Ulteriori 50 miliardi sono stati

designati al cofinanziamento di investimenti per la tutela ambientale, relativi all'uso delle energie da fonti rinnovabili e all'uso razionale dell'energia. Per conseguire gli obiettivi del progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente, sono stati stanziati, nel 2001, 60 miliardi di lire, destinati al finanziamento a favore di soggetti pubblici e privati per l'installazione di impianti fotovoltaici di piccola taglia (1-20 kW di picco). A sostegno di quest'obiettivo, l'Autorità con la delibera del 13 dicembre 2000, n. 224, aveva approvato la disciplina tecnico economica per lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW.

Il ruolo della borsa elettrica nel sistema di offerta

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevede che l'avvio della borsa elettrica coincida con il passaggio, entro l'1 gennaio 2001, da un regime di dispacciamento passante, oggi in vigore, a uno basato su criteri di merito economico. A un anno e mezzo dalla scadenza prevista, il quadro delle regole, sebbene ancora incompleto, si va delineando. Accanto al mercato regolamentato potranno continuare a essere stipulati contratti bilaterali, di cui all'art. 6, del decreto legislativo n. 79/99.

Per quanto riguarda la disciplina del mercato elettrico, con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha trasmesso al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, il proprio parere relativamente allo schema di disciplina del mercato elettrico, predisposto dal Gestore del mercato. L'Autorità ha espresso parere favorevole sullo schema proposto, a condizione che il Gestore del mercato lo modificasse, integrando alcuni elementi ritenuti essenziali ai fini di un corretto funzionamento dei meccanismi di mercato e del rispetto delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento definite dall'Autorità con la delibera 30 aprile 2001, n. 95.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto 9 maggio 2001, ha approvato la Disciplina del mercato elettrico che organizza gli scambi secondo un meccanismo d'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire da quelle più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo (preliminare al vero e proprio dispacciamento di merito economico svolto dal Gestore della rete); minimizza inoltre il costo totale per il soddisfacimento della domanda di energia elettrica che si è presentata sul mercato organizzato.

L'approvazione della Disciplina del mercato elettrico non ha tuttavia completato il quadro normativo strumentale all'avvio del sistema delle offerte. Da un lato deve essere ultimato il percorso di definizione delle sue norme attuative e procedimentali, dall'altro, devono essere definite le regole per il dispacciamento di merito economico.

Per quanto riguarda la definizione delle norme attuative e procedimentali, la Disciplina del mercato elettrico stabilisce che le medesime siano precisate nelle Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico e nelle Disposizioni tecniche di funzionamento. Al gennaio 2002, il Gestore del mercato ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità per la formulazione del previsto parere, emanato nell'aprile 2002. Una volta che il Ministro delle attività produttive avrà approvato le Istruzioni, il Gestore del mercato potrà predisporre le Disposizioni tecniche di funzionamento con le norme procedurali mancanti.

Per quanto riguarda la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità, per osservazioni, uno schema di regole per il dispacciamento. Tali osservazioni, al momento della stampa della presente Relazione, stanno per essere inviate al Gestore della rete.

Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta

Definite le norme procedurali relative al funzionamento della borsa e le regole di dispacciamento di merito economico, restano da sciogliere alcuni nodi cruciali affinché il mercato elettrico produca i benefici attesi. Tra questi vi è l'intervento sui meccanismi del mercato, con particolare riferimento all'offerta di energia elettrica, al fine di promuovere la concorrenza e prevenire l'esercizio di potere di mercato. Anche dopo la prevista cessione da parte di Enel della società Interpower, Enel continuerà a detenere più del 50 per cento della capacità produttiva netta installata in Italia (Fig. 3.2). All'avvio del mercato, la struttura dell'offerta sarà perciò caratterizzata da un elevato grado di concentrazione, con evidenti rischi di abuso di posizione dominante.

Tra le possibili misure per la prevenzione dell'esercizio del potere di mercato, alcune affrontano strutturalmente il problema, come le dismissioni e la contrattualizzazione degli impianti di modulazione e di picco che intervengono direttamente sulla struttura dell'offerta; altre misure, basate su strumenti a maggiore contenuto regolatorio, cercano invece di mitigarne gli effetti per i consumatori. In attesa di interventi che modifichino la struttura dell'offerta e al fine di moderare

l'esercizio del potere di mercato creando un'offerta concorrenziale e competitiva, l'Autorità, con la delibera 30 aprile 2001, n. 96, ha ritenuto che potrebbe essere opportuno intervenire con misure tipicamente regolatorie; tra esse i tetti ai prezzi di offerta, con riferimento in particolare ai mercati per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento. Tali misure sono però assimilabili alla determinazione amministrativa dei meccanismi del mercato, e quindi debbono essere utilizzate solo transitoriamente. Con la delibera n. 96/01, l'Autorità ha definito un quadro di regole generali atte a promuovere la concorrenza; ha inoltre previsto la definizione di indirizzi e condizioni, affinché il Gestore del mercato adotti disposizioni specifiche finalizzate a stabilire eventuali limiti superiori al prezzo di offerta dell'energia elettrica.

Capacità di interconnessione con l'estero

In attesa dell'avvio del mercato elettrico e del dispacciamento di merito economico, l'Autorità è inoltre intervenuta sulla struttura dell'offerta di energia elettrica, definendo:

- le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e i paesi confinanti (delibera n. 301/01);
- le modalità di cessione, attraverso procedure concorsuali, dell'energia elettrica prodotta dagli impianti beneficiari degli incentivi CIP n. 6/92 al mercato libero (delibera 21 dicembre 2001, n. 308)

Per quanto riguarda la capacità di trasporto sull'interconnessione, la regolazione degli scambi di energia elettrica ha reso necessario l'accordo tra i soggetti istituzionali, responsabili nei paesi interessati. A seguito della collaborazione con i regolatori dei paesi confinanti con l'Italia, l'Autorità ha adottato, con la delibera n. 301/01, le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e questi paesi, per l'anno 2002; ha inoltre previsto l'assegnazione della medesima capacità ai soggetti richiedenti, in misura proporzionale alle domande, sino a concorrenza di limiti superiori a ogni richiesta. Con la Svizzera, l'Austria e la Slovenia si è proceduto ad allocare la capacità di trasporto suddividendola al 50 per cento a priori tra i paesi interessati; al contrario, l'accordo con la *Commission de regulation de l'electricitè* francese ha reso possibile procedere congiuntamente all'allocazione della capacità complessiva di trasporto alla frontiera con la Francia e di quella con la Svizzera di competenza dell'Italia. La responsabilità per lo svolgimento della procedura di allocazione è stata affidata al Gestore della rete d'intesa con il Gestore della rete di trasmissione francese (*Réseau de transport de l'électricité*). L'obiettivo che l'Autorità si è prefissato, nell'adozione del meccanismo di alloca-

zione congiunta, è quello di promuovere la pluralità degli operatori nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale. A tal fine è stato previsto un limite alla quota della capacità di interconnessione assegnabile a ogni singolo soggetto, nel caso in cui le richieste fossero superiori alla capacità disponibile. Tale limite è stato fissato al 10 per cento della capacità di trasporto disponibile su ciascuna interconnessione.

L'Autorità ha proposto, con il documento per la consultazione 27 febbraio 2002, un inquadramento generale in materia di linee dirette; ovvero di linee indipendenti dalla rete di trasmissione nazionale, che possono essere realizzate dagli operatori, con particolare riferimento a quelle per lo scambio con l'estero; ha inoltre fornito indicazioni sulla formulazione di un quadro normativo che ne consenta la realizzazione e ne permetta il funzionamento. Tale intervento individua nelle linee dirette uno strumento ulteriore per favorire l'integrazione del sistema elettrico nazionale nel sistema europeo, come previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE, a fronte di carenze nella rete di interconnessione esistente o di ritardi nella costruzione di nuove infrastrutture di rete. A giudizio dell'Autorità, in una fase congiunturale e transitoria, la realizzazione di linee dirette per lo scambio con l'estero potrebbe, inoltre, contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero. La realizzazione di linee dirette diversifica, infatti, le fonti e, in più, amplia la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza di cui all'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Cessione di energia incentivata dal provvedimento CIP n. 6/92

Per quanto riguarda le procedure concorsuali per la cessione ai clienti del mercato libero dell'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità ha disciplinato con la delibera n. 308/01 l'allocazione per l'anno 2002 e fino all'operatività del sistema delle offerte. Tale cessione, disposta dal Ministro delle attività produttive con il decreto 10 dicembre 2001, incrementa l'offerta di energia elettrica sul mercato libero e promuove la concorrenza. Sempre al fine di evitare la concentrazione della capacità produttiva in capo a un numero ristretto di soggetti, l'Autorità ha proposto che nessuno possa richiedere l'assegnazione per una quota superiore al 20 per cento del numero di bande disponibili per ciascuna delle procedure concorsuali, e al 15 per cento del numero di bande complessivamente disponibili per tutte le procedure concorsuali.

Prezzo all'ingrosso dell'energia per il mercato vincolato

Per quanto riguarda il sistema regolatorio vigente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2001, n. 318, ha determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, destinata ai clienti del mercato vincolato, per l'anno 2002. Per non introdurre elementi di complessità, in attesa della determinazione dei prezzi su base oraria, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere la stessa articolazione dei due anni precedenti. Il prezzo è perciò pari alla somma di una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica articolata per fasce orarie, e di una componente indipendente dalle fasce orarie a copertura dei costi variabili di produzione, pari al costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (comma 6.5 della delibera 11 maggio 1997, n. 70).
Per la determinazione del valore del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002, è stata condotta un'analisi dei costi di produzione, relativamente agli impianti alimentati da combustibili fossili convenzionali; l'esame ha incluso anche i costi di trasporto previsti dall'art. 16 del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, approvato con la delibera n. 228/01, e sue successive modificazioni. Il prezzo così determinato è risultato, per la componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, sostanzialmente in linea con il livello dell'anno 2001.

TAV. 3.6 **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA ALL'INGROSSO PER GLI ANNI 2001 E 2002**

Componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica

FASCIA ORARIA	ANNO 2001		ANNO 2002
	lire/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
F1 (ore di punta)	180,1	9,302	9,338
F2 (ore di alto carico)	72,4	3,739	3,755
F3 (ore di medio carico)	39,3	2,029	2,035
F4 (ore vuote)	0	0	0

Impianti mini idroelettrici

Sempre con riferimento al sistema regolatorio vigente (delibera 8 giugno 1999, n. 82, successivamente modificata dalla delibera 16 marzo 2000, n. 56), l'Autorità aveva determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata redditività. Come segnalato da diversi soggetti titolari di impianti e dalle loro associazioni rappresentative, gli impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW non presentano caratteristiche che giustifichino un trattamento differenziato rispetto a quelli ad acqua fluente della medesima potenza.

L'Autorità, con la delibera 18 aprile 2002, n. 62, ha determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW, eliminando la disparità di trattamento esistente tra quelli a bacino e quelli ad acqua fluente. La delibera n. 62/02 si applica agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, che cedono l'energia elettrica prodotta al Gestore della rete, a eccezione dell'energia elettrica ceduta nell'ambito di:

- convenzioni di cessione destinata all'Enel e, a far data dall'1 gennaio 2001, al Gestore della rete, di cui al decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992, ancora in vigore fino alla loro scadenza;
- misure di promozione e incentivazione previste dal decreto ministeriale 11 novembre 1999 per gli impianti di nuova realizzazione, riattivati, ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, o rifatti dopo l'1 aprile 1999.

Criteri di riconoscimento per la cogenerazione

Il decreto legislativo n. 79/99 e il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, riconoscono alla cogenerazione alcuni benefici, tra i quali: la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta; l'esenzione dall'obbligo di immettere una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, cui sono soggetti i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni o importazioni annue eccedenti i 100 GWh; il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione, indipendentemente dal livello di consumo annuale. Sempre il decreto legislativo n. 79/99 (art. 2, comma 8) assegna all'Autorità la definizione delle condizioni necessarie affinché la produzione combinata di energia elettrica e calore sia riconosciuta come cogenerazione; prevede inoltre che tali condizioni garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate di energia elettrica e di calore.

Per la definizione dei citati criteri di riconoscimento, l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione con l'emissione di due documenti, il primo in data 3 agosto 2000 e il secondo in data 25 luglio 2001, contenenti lo schema di provvedimento e numerose osservazioni e contributi scritti. Con la delibera n. 42/02 l'Autorità ha definito le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione. Risponde a esse ogni processo integrato di produzione combinata di energia elettrica, o meccanica, e di energia termica, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da un qualsiasi *mix* di fonti primarie e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfi contemporaneamente due condizioni. La prima relativa al risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate, la seconda relativa alla quota di produzione di energia termica rispetto al totale della produzione di energia elettrica e termica. Entrambe vengono soddisfatte con modalità applicative differenti al variare della tipologia di combustibile usato, della taglia della sezione, dell'utilizzo e della modalità di distribuzione dell'energia termica utile prodotta, del livello di tensione a cui è allacciata la sezione.

SERVIZIO DI TRASPORTO E SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

La rete di trasmissione nazionale è composta di 9.782 km di terne a 380 kV, 11.980 km di terne a 220 kV, per un totale di 21.762 km, e di 20.401 km di linee a 150-132 kV (dati riferiti al 2000). Alla rete di trasmissione nazionale risulta oggi connessa più del 95 per cento della potenza installata presso i siti di produzione dell'energia elettrica, il 10 per cento circa delle esistenti utenze in alta e altissima tensione corrispondenti a clienti finali e la quasi totalità delle reti di distribuzione in alta tensione.

La struttura e le caratteristiche della rete di trasmissione nazionale sono tali da non consentire lo scambio di energia elettrica tra le varie zone del paese in tutte le situazioni di funzionamento e di necessità.

Il Gestore della rete, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, è concessionario esclusivo delle attività di trasmissione sulla rete di trasmissione nazionale e di dispacciamento sull'intero territorio nazionale. La proprietà della rete rimane, tuttavia, quasi esclusivamente in capo al gruppo Enel. L'attività di trasmissio-

ne è costituita dall'insieme delle attività orientate a impartire disposizioni per realizzare il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete nazionale; non contempla invece le attività operative connesse con il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica, che sono demandate ai titolari degli impianti costituenti la rete medesima. L'attività di dispacciamento riguarda le decisioni relative sia alla "chiamata a produrre" degli impianti di generazione, sia alla gestione dei prelievi di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale, ai fini della soluzione delle congestioni di rete e all'erogazione dei servizi di rete alle utenze.

Per quanto riguarda le interconnessioni con l'estero, nel corso del 2001, a seguito di lavori di adeguamento di alcune linee, la massima capacità di trasporto è passata da 6.300 MW (gennaio-aprile 2001) a 6.500 MW (ottobre-dicembre 2001). Nel 2001 è stato inoltre completato il collegamento tra Italia e Grecia, consistente in 207 km di linee a 400 kV in corrente continua, la cui operatività commerciale è prevista entro l'estate del 2002.

Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto dell'energia elettrica

I costi relativi allo svolgimento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione comprendono essenzialmente quelli riguardanti la gestione, l'esercizio e la manutenzione delle infrastrutture di trasporto, cioè indipendenti dall'uso delle predette infrastrutture. I costi indotti dalle perdite sulle reti, i costi relativi alle congestioni e quelli per il mantenimento dell'equilibrio istantaneo tra domanda e offerta (bilanciamento) connessi con l'uso delle infrastrutture e, quindi, con il servizio di trasporto dell'energia elettrica, si formano a monte della filiera elettrica e consistono in costi variabili di produzione.

Tariffe di trasporto: il Testo integrato

Al fine di uniformare la disciplina del trasporto dell'elettricità destinata al mercato libero e a quello vincolato, introdotta in tempi e con provvedimenti diversi rispetto alla liberalizzazione del settore avviata nel marzo 1999, l'Autorità, con delibera, n. 228/01, ha riformato, semplificandola, la disciplina del trasporto per i clienti del mercato libero; ha inoltre raggruppato in un unico testo (Testo integrato) tutta la normativa relativa ai corrispettivi dei servizi di trasporto, misura e vendita sia per il mercato libero sia per quello vincolato. Per la copertura dei costi delle infrastrutture relative alla rete di trasmissione, la disciplina del Testo integrato prevede appositi corrispettivi a carico delle impre-

se distributrici e dei produttori. Questi ultimi pagano al Gestore della rete un corrispettivo per ogni kWh immesso in rete. L'onere direttamente posto a carico dei produttori per il servizio di trasporto è trascurabile e concorre in misura modesta alla copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per le attività di propria competenza. Tale scelta, soprattutto nella prospettiva dell'avvio del sistema delle offerte, è finalizzata a evitare potenziali distorsioni della competizione tra produttori e del prezzo di equilibrio dei mercati del giorno prima dell'energia.

Per quanto riguarda gli oneri a carico delle imprese distributrici, il Testo integrato prevede che il Gestore della rete addebiti alle medesime una apposita componente tariffaria (CTR), sull'energia elettrica netta prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e da impianti di clienti finali allacciati in alta tensione. Le imprese distributrici trasferiscono poi sui clienti finali tali oneri mediante i meccanismi tariffari descritti più oltre (vedi il paragrafo Attività di regolazione economica della distribuzione). Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da impianti allacciati a reti di distribuzione di media e di bassa tensione, la cosiddetta generazione diffusa, con il Testo integrato è stata introdotta una disciplina che riconosce al produttore il costo evitato di trasporto sulla rete di trasmissione, al netto della componente imposta dai produttori.

Il costo delle infrastrutture di trasporto grava in misura preponderante sui proprietari delle porzioni di rete di trasmissione nazionale, cui competono anche l'esercizio e la manutenzione, e in misura minima anche sul Gestore della rete. Pertanto, i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, pagati al Gestore della rete dalle imprese distributrici direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale e dai produttori, sono trasferiti ai medesimi proprietari secondo le modalità previste dalla convenzione tipo, approvata con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

Tale convenzione prevede che i proprietari delle porzioni della rete di trasmissione nazionale addebitino al Gestore della rete un canone annuo proposto dallo stesso ed approvate dall'Autorità con delibera 13 dicembre 2001, n. 304, ai sensi della convenzione tipo, di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, approvata sia con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000. I canoni annui riconosciuti ai proprietari sono determinati in funzione del costo delle componenti patrimoniali della porzione di rete di proprietà di ciascun soggetto, dei costi di esercizio e di manutenzione unitamente al riconoscimento degli ammortamenti economici e tecnici.

Attività di regolazione economica e tecnica del servizio di dispacciamento

Con la delibera n. 95/01, l'Autorità ha definito (ai sensi dell'art. 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99) le condizioni per l'erogazione, da parte del Gestore della rete, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera definisce sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Gestore della rete, delle risorse necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi nel sistema elettrico e alla gestione delle congestioni di rete, sia le condizioni per l'assegnazione agli operatori dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica. Queste ultime prevedono l'istituzione di appositi mercati per l'approvvigionamento della capacità di produzione di riserva, delle risorse per la risoluzione delle congestioni e delle risorse per il bilanciamento del sistema elettrico. La gestione di tali mercati è affidata al Gestore del mercato, conformemente a quanto previsto all'art. 5, del decreto legislativo n. 79/99, sulla base di una convenzione tra il medesimo e il Gestore della rete previste dalla delibera n. 95/01.

Al fine di garantire certezza agli operatori nell'assegnazione dei diritti di trasporto, è necessario che il territorio nazionale sia suddiviso in un numero limitato di zone definite dal Gestore della rete e approvate dall'Autorità e che i confini tra queste siano stabili nel tempo. Per il primo biennio di operatività della borsa elettrica, è stato tuttavia consentito al Gestore della rete di modificare, sotto il controllo dell'Autorità, i confini tra le zone.

Per l'assegnazione dei diritti di trasporto, la delibera prevede che il diritto all'uso della capacità di trasporto tra le zone venga assegnato nel mercato del giorno prima, tenendo conto dei vincoli di trasporto nella determinazione dei programmi di immissione e di prelievo accettati nel medesimo mercato. Conseguentemente, in presenza di vincoli di trasporto stringenti (cd. congestioni), si determina una differenziazione tra zone del prezzo sia di acquisto sia di vendita dell'energia elettrica. Il corrispettivo unitario pagato per i diritti d'uso della capacità di trasporto è stato fissato dall'Autorità pari alla differenza tra i prezzi di mercato, determinati nelle zone in cui avviene il prelievo e in quelle in cui si compie l'immissione dell'energia elettrica.

Sulla base delle condizioni definite dalla delibera n. 95/01, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità uno schema di regole per il dispacciamento, che costituisce il riferimento normativo cui il medesimo Gestore dovrà attenersi. Su di esse, l'Autorità ha formulato osservazioni vincolanti di cui il Gestore della rete deve tenere conto nella predisposizione delle regole definitive.

La disciplina transitoria

In attesa dell'avvio del dispacciamento di merito economico disposto dall'Autorità, a seguito della riforma dei corrispettivi per il servizio di trasporto illustrata in precedenza, si è resa necessaria la definizione di una disciplina transitoria del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, in sostituzione di quella precedentemente prevista dalla delibera del 18 febbraio 1999, n. 13. Tale disciplina (delibera 27 dicembre 2001, n. 317, e delibera 7 marzo 2002, n. 36), in vigore a partire dall'inizio del 2002, introduce condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia elettrica e gli autoproduttori. Attraverso meccanismi semplificati e basati su corrispettivi determinati amministrativamente, si prefigge l'obiettivo di fornire agli operatori segnali economici relativi ai costi provocati al sistema elettrico dai loro comportamenti, in modo da orientare il sistema verso la situazione di regime basata sul merito economico delle risorse da selezionare.

I rapporti tra il Gestore della rete e i soggetti cui viene erogato il servizio di dispacciamento sono sanciti in contratti di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica. Al fine di consentire al Gestore della rete una corretta programmazione delle risorse necessarie al mantenimento della sicurezza del sistema, i soggetti sono tenuti a comunicare settimanalmente al Gestore della rete i propri programmi di immissione e prelievo; rispetto a questi viene determinata *ex post* l'entità delle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi.

In attesa di un apposito mercato che determini il costo per il sistema in ciascuna ora (o anche per intervalli di tempo più brevi) delle risorse necessarie a compensare le deviazioni non preventivate delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai relativi programmi, il corrispettivo posto a carico dei soggetti responsabili di tali deviazioni (corrispettivo di bilanciamento) viene definito per via amministrativa[3].

La disciplina transitoria introdotta consente di applicare ai clienti del mercato libero, per i quantitativi di energia elettrica prelevata e non immessa, un prezzo uguale a quello che avrebbero pagato se fossero rimasti nel mercato vinco-

3 In relazione alla valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata dai soggetti che operano sul mercato libero, l'Autorità ha previsto che il loro saldo avvenga su base bimestrale; ha introdotto inoltre la possibilità di scambio tra gli operatori delle differenze risultanti al termine di ciascun bimestre, qualora tali soggetti siano abilitati ad acquistare e vendere energia elettrica nel mercato libero. Il prezzo dell'energia elettrica utilizzato, al termine di ciascun bimestre, per la valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata è stato determinato come il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, definito dall'Autorità per il mercato vincolato, al netto delle componenti a copertura degli oneri sostenuti per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi.

lato, al netto dello sconto della componente a copertura dell'onere medio di sbilanciamento. L'ulteriore addebito del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento effettivi dipende dalla capacità del soggetto di controllare e presumere con precisione il proprio carico e costituisce quindi un incentivo a prevedere correttamente il proprio comportamento.

VENDITA AI CLIENTI IDONEI

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

Nel corso dell'ultimo anno il numero di consumatori che possono beneficiare della liberalizzazione del mercato elettrico è aumentato di quasi il 35 per cento, ovvero si è visto il passaggio da 7.870 a 10.581 siti di prelievo dell'energia. Il consumo potenziale di energia di questi siti, riferito agli ultimi consuntivi disponibili[4], è cresciuto del 28 per cento, da 97 a 124 TWh. Considerando un fabbisogno complessivo pari a 305 TWh nel 2001, questo corrisponde a un grado di apertura del mercato di circa il 41 per cento. L'apertura appare ancora maggiore, pari al 54 per cento del totale, se si escludono dal computo il settore domestico e altri consumatori per i quali non è attualmente previsto l'accesso al mercato. Le quantità di energia effettivamente acquistate sul mercato libero sono però apprezzabilmente inferiori.

Il più rapido aumento si è verificato per i clienti finali appartenenti a consorzi, società consortili e multisito nazionali. A tale riguardo, va sottolineato che l'andamento temporale delle varie tipologie di idoneità riflette, più che una preferenza dei clienti finali, il diverso impegno necessario, in termini di capacità organizzativa, per raggiungere le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99; nonché, naturalmente, le modifiche normative nelle condizioni di riconoscimento di idoneità nelle scadenze dell'1 gennaio 2001 e 2002.

Infatti, come evidenziato nella tavola 3.7, la crescita dei clienti finali con consumi sufficientemente elevati da conseguire l'idoneità senza bisogno di aggre-

4 I valori definitivi attendono l'aggiornamento in base alle dichiarazioni dei distributori e degli autoproduttori, previste dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91. I valori disponibili sui quali sono basati i risultati riportati nelle tavole si riferiscono alle dichiarazioni dei distributori relative al 2000 o alle dichiarazioni parziali relative al 2001 (nel caso di richieste di riconoscimento a partire dall'1 gennaio 2002).

gazione in gruppi di impresa o in consorzi, è avvenuta in tempi brevissimi; il 75 per cento degli attuali clienti finali idonei per conto proprio ha ricevuto il riconoscimento di idoneità entro il mese di aprile 2000. Più lenta è stata invece la crescita dei gruppi e delle imprese societarie, nella misura in cui ha richiesto accordi tra le stesse e all'interno di ognuna di esse. Ancora più lento, seppure sempre consistente, è stato il decorso delle richieste di riconoscimento di idoneità da parte dei consorzi e delle società consortili, per la necessità di organizzare una molteplicità di soggetti. Per ultimo, i multisito nazionali (nati a partire dall'1 gennaio 2002)[5] rappresentano attualmente il segmento più dinamico, crescendo spesso a scapito dei gruppi di impresa, delle imprese societarie e delle società consortili, la cui consistenza ha iniziato a calare nei primi mesi del 2002.

Le caratteristiche descritte si riflettono nella dinamica evidenziata a livello regionale nella tavola 3.8. Qui, la significativa variabilità del grado di apertura del mercato è spiegabile in termini di concentrazione dell'industria energivora, più che in termini di una minore o maggiore propensione a entrare nel mercato libero. Nelle regioni con una forte preponderanza di grandi impianti a elevato consumo energetico (tra cui principalmente Friuli Venezia Giulia, Umbria, Sicilia e Sardegna), il riconoscimento di idoneità ai maggiori stabilimenti ha portato a un grado di apertura prossimo al 50 per cento e oltre già nel corso del 1999; negli anni successivi, l'aggiunta di altri impianti di minori dimensioni (spesso nell'ambito di consorzi) non si è tradotta in un significativo aumento dei consumi da parte dei clienti idonei. In altre regioni, caratterizzate da una struttura industriale molto più diffusa (tra cui Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Toscana e Marche) l'apertura del mercato (in buona parte dovuta al contributo di piccole imprese consorziate) è stata molto più lenta, e nella maggior parte dei casi non ha ancora superato il 40 per cento del fabbisogno complessivo.

Un palese riscontro della dinamica descritta si trova nel consumo medio per sito di prelievo, che è diminuito bruscamente in quasi tutte le regioni tra il 1999 e il 2000, continuando poi a ridursi con il conferimento di idoneità a un crescente numero di piccole imprese aggregate in consorzi di consumo. L'abbassamento della soglia a 20 GWh a partire dall'1 gennaio 2001 ha contribuito a ridurre il consumo medio, anche se non in modo determinante, rispetto all'effetto dovuto alla fortissima crescita delle imprese consorziate. Nel corso dell'ultimo anno, queste ultime hanno infatti visto un aumento quasi 20 volte maggiore rispetto ai clienti finali singoli, in termini di siti di prelievo: 1.921 tra consorzi e società consortili contro 104 clienti finali singoli.

5 Come predisposto dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 14, comma 4, lettera c).

TAV. 3.7 **DINAMICA DEI CLIENTI IDONEI CONSUMATORI FINALI TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002**

	OTTOBRE 1999	APRILE 2000	APRILE 2001	APRILE 2002
CLIENTI IDONEI (numero)	**322**	**750**	**1.088**	**1.388**
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	19	58	77	91
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	15	41	81	103
CONSORZIO	13	97	272	352
SOCIETÀ CONSORTILE	4	25	54	86
MULTISITO NAZIONALE	–	–	–	48
SITI DI CONSUMO	**656**	**3.711**	**7.929**	**10.581**
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	90	429	506	548
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	36	102	215	335
CONSORZIO	157	2.019	5.084	6.812
SOCIETÀ CONSORTILE	102	632	1.520	1.713
MULTISITO NAZIONALE	–	–	–	465
CONSUMO (TWh)	**36,7**	**79,7**	**97,1**	**124,2**
CLIENTE FINALE	30,8	56,1	58,4	69,7
GRUPPO	2,8	5,2	8,1	7,4
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	1,6	2,7	4,4	5,4
CONSORZIO	0,9	9,0	20,2	26,6
SOCIETÀ CONSORTILE	0,6	6,7	5,9	10,5
MULTISITO NAZIONALE	–	–	–	4,6
CONSUMO PER SITO (GWh)	**56,0**	**21,5**	**12,2**	**11,7**
CLIENTE FINALE	113,8	106,0	96,7	98,4
GRUPPO	31,0	12,2	15,9	13,6
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	45,1	26,9	20,4	16,1
CONSORZIO	5,5	4,4	4,0	3,9
SOCIETÀ CONSORTILE	5,9	10,5	3,9	6,1
MULTISITO NAZIONALE	–	–	–	9,9

Un notevole impulso con effetti rilevanti sulla dinamica delle diverse tipologie di idoneità si è invece avuto, verso la fine del 2001, in previsione sia dell'abbassamento della soglia di idoneità a 9 GWh dall'1 gennaio 2002, sia dell'estensione del riconoscimento a quei clienti finali il cui consumo risulta complessivamente superiore a 40 GWh, come somma dei consumi nei vari punti di misura sul territorio di imprese giuridicamente affiliate. L'incremento delle richieste è stato molto maggiore dell'atteso, probabilmente perché la maggior parte dei clienti con consumi compresi tra 9 e 20 GWh/anno avevano già l'accesso al mercato libero attraverso consorzi o altra forma di raggruppamento. Molte imprese di media dimensione hanno, infatti, preferito attendere la riduzione della soglia a 9 GWh/anno anziché affidarsi, anche temporaneamente, ai consorzi di acquisto.

A partire dal mese di novembre, circa il 40 per cento delle nuove richieste di riconoscimento erano provocate dall'abbassamento della soglia. Meno di un terzo di queste si riferiva a siti già idonei, in quanto appartenenti a consorzi. In un numero significativo di casi si trattava di richieste di modifica di idoneità con la ricomposizione in gruppi di imprese costituite in forma societaria. Un numero rapidamente crescente di richieste, ricevute nei mesi di novembre e dicembre e nei mesi successivi, ha riguardato il riconoscimento di idoneità nella forma di multisito nazionale di siti precedentemente riconosciuti idonei nell'ambito di consorzi, o di gruppi di imprese costituite in forma societaria. Infine, un numero apprezzabile di richieste concerneva spostamenti tra consorzi. Infatti, la concorrenza tra consorzi per assicurarsi clienti finali, sia nuovi sia già iscritti in altri, sembra essersi intensificata nel corso del 2002 con il consolidamento dei consorzi più affermati.

Le richieste di riconoscimento sono poi aumentate da una media di circa 50-60 punti di misura alla settimana a oltre 300 nel mese di dicembre 2001, e sono rimaste a questo livello per tutto il mese di gennaio 2002. Hanno contribuito a tale aumento anche le scadenze per l'assegnazione della capacità di importazione e per le aste, come stabilito dal provvedimento CIP n. 6/92. Tali scadenze hanno determinato una corsa al riconoscimento di nuovi siti anche in forma consorziata.

L'entrata di nuovi soggetti nel mercato libero nel 2002

Il flusso di richieste è tornato a un livello normale solo verso la fine di marzo 2002. Tuttavia, altre impennate sono previste nel corso del 2002, per via di due nuovi fattori che riguardano l'accesso al mercato libero dei Comuni e l'ulteriore abbassamento della soglia a 100 MWh/anno.

L'Anci (Associazione nazionale comuni italiani) ha da tempo posto il problema del riconoscimento di idoneità per i suoi associati, considerando i potenziali vantaggi in termini di risparmi di spesa per le finanze dei Comuni. Tuttavia,

presi singolarmente, i siti di prelievo delle utenze comunali non sono in genere tali da permettere il conferimento di idoneità, in quanto sottendono consumi inferiori a 1 GWh/anno. La questione è stata approfondita in apposite riunioni tecniche con gli Uffici dell'Autorità, che hanno coinvolto oltre agli esponenti dell'Anci, anche rappresentanti del Ministero delle attività produttive, del Ministero dell'economia e delle finanze e di altri ministeri. Si è riscontrato che le modalità previste dalla delibera n. 91/99 dovrebbero già permettere il conferimento di idoneità in base al concetto di sito come "insieme di punti di misura che insistono su un'area nella disponibilità di un unico soggetto".
Su questa base si è concordato di riconoscere l'idoneità a un insieme di punti di prelievo, quando esista un fattore strutturale unificante e determinante per l'esercizio delle attività: per esempio, nel caso di reti di illuminazione pubblica, di acquedotti e/o fognature, di telecomunicazioni, impianti di risalita ecc. L'applicazione di tale concetto alle utenze comunali si ritiene possibile, riconoscendo come fattori unificanti le strade comunali e altre eventuali reti che rientrano nella disponibilità dei Comuni e che sono essenziali per l'esercizio delle loro funzioni istituzionali. Una soluzione in tal senso è stata approvata nell'ambito della seduta della Conferenza Stato/città e autonomie locali del 4 aprile 2002. Essa dovrebbe permettere il conferimento di idoneità a circa 150 Comuni con consumi superiori a 9 GWh/anno come clienti finali singoli, e a circa 1.500 Comuni con consumi superiori a 1 GWh/anno come clienti finali componenti di consorzi di acquisto.

L'art. 10 della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha ulteriormente abbassato la soglia per il riconoscimento di idoneità a 100 MWh/anno "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel, di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva". Tale abbassamento comporta un notevole aumento nel numero potenziale di clienti idonei, stimabile nell'ordine di 100.000 soggetti, con il coinvolgimento anche di una molteplicità di piccole attività commerciali. Un simile ampliamento porterà probabilmente a una forte accelerazione delle richieste di riconoscimento verso la fine del 2002 e potrebbe rendere necessarie modifiche operative nelle procedure di riconoscimento.

TAV. 3.8 **DINAMICA DEL RICONOSCIMENTO DI IDONEITÀ A CLIENTI FINALI TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002**

REGIONI	CONSUMO TOTALE (TWh)				NUMERO DI SITI				CONSUMO PER SITO (GWh)				GRADO DI APERTURA (%)			
	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02
VALLE D'AOSTA	0,1	0,3	0,3	0,3	1	2	2	3	52,3	148,6	142,9	100,3	7,9	43,9	44,4	45,7
PIEMONTE	4,6	7,6	9,9	13,7	101	342	915	1.164	45,9	22,3	10,8	11,7	23,8	39,3	48,8	66,3
LOMBARDIA	10,0	21,3	22,9	33,8	211	1.081	2.400	3.195	47,3	19,7	9,5	10,6	22,5	47,2	47,0	67,7
LIGURIA	0,5	1,0	1,3	1,6	4	55	125	174	119,8	17,9	10,3	9,2	11,1	23,0	29,2	35,8
VENETO	3,9	9,9	10,9	12,7	147	802	1.214	1.536	26,5	12,3	9,0	8,3	19,0	47,0	48,7	54,8
TRENTINO ALTO ADIGE	0,8	1,2	1,6	1,9	11	126	229	259	73,9	9,6	7,0	7,5	21,2	31,7	40,4	47,7
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,9	4,1	4,7	4,8	23	213	330	401	125,9	19,3	14,3	12,0	41,8	59,1	65,0	65,2
EMILIA ROMAGNA	1,5	4,8	7,1	9,3	36	305	801	1.093	42,3	15,8	8,8	8,5	9,3	28,6	39,7	50,7
TOSCANA	3,0	4,6	5,9	7,0	32	243	618	753	92,6	18,7	9,6	9,3	22,1	32,5	40,8	46,9
MARCHE	0,4	1,2	1,5	1,8	10	132	227	343	44,5	9,0	6,5	5,3	10,6	26,9	30,3	36,4
UMBRIA	1,9	2,4	2,9	2,9	7	37	117	129	267,8	65,0	24,5	22,1	44,7	55,9	64,1	61,5
LAZIO	1,1	2,6	4,9	5,7	17	166	346	476	67,1	15,8	14,0	11,9	9,5	21,2	37,3	41,8
ABRUZZO	0,8	1,8	2,1	2,5	10	34	128	199	81,0	51,8	16,7	12,7	18,3	38,3	44,0	50,3
MOLISE	0,0	0,0	0,1	0,5	–	–	6	48	–	–	15,5	10,5	0,0	0,0	9,8	50,8
CAMPANIA	0,9	1,8	2,4	4,9	13	52	133	217	68,5	33,9	17,9	22,6	10,1	19,5	25,9	50,8
PUGLIA	1,2	3,1	3,9	5,0	12	42	104	218	99,8	72,7	38,0	22,7	11,3	27,9	34,6	41,5
BASILICATA	0,2	0,3	0,6	0,9	3	24	57	76	54,1	12,6	10,9	12,1	9,6	17,1	34,5	49,5
CALABRIA	0,4	1,1	0,9	0,8	3	11	27	37	122,1	99,2	34,1	22,1	13,8	45,6	36,3	32,6
SICILIA	1,7	5,7	7,2	7,3	10	34	97	151	167,9	168,7	73,9	48,5	16,7	52,8	61,9	61,1
SARDEGNA	0,9	4,9	6,0	6,7	5	10	53	109	183,6	494,7	113,6	61,0	11,9	61,6	70,0	76,7
ITALIA	36,7	79,7	97,1	124,2	656	3.711	7.929	10.581	56,0	21,5	12,2	11,7	18,6	39,5	45,5	56,6

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei

Elemento essenziale per una reale apertura del mercato è la definizione di un sistema tariffario trasparente e non discriminatorio, in cui siano facilmente enucleabili, dai vari soggetti concessionari di pubblico servizio, gli elementi tariffari connessi con i diversi servizi erogati, a condizioni regolate dall'Autorità. La trasparenza è infatti condizione necessaria per una scelta consapevole, da parte del cliente, tra mercato libero e mercato vincolato. Il Testo integrato precedentemente citato (delibera n. 228/01) da un lato ha uniformato la disciplina del servizio di trasporto per i clienti di entrambi i mercati e, dall'altro, ha consentito di individuare e separare chiaramente i corrispettivi a copertura dei costi di trasporto a carico di tutti i clienti finali rispetto ai corrispettivi per il servizio di vendita a carico dei soli clienti del mercato vincolato.

Assegnazione della capacità di importazione per il 2002

Nell'ambito degli interventi dell'Autorità che hanno contribuito alla promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei, va ricordato il citato provvedimento di allocazione della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione per l'importazione ed esportazione dell'energia elettrica (delibera n. 301/01). Nel definire le regole per le importazioni di elettricità in condizioni di scarsa capacità di interconnessione, l'Autorità ha infatti operato in modo da difendere il potere contrattuale dei clienti idonei italiani, rispetto agli operatori esteri, in presenza di prezzi medi europei dell'energia elettrica significativamente inferiori a quelli del nostro paese.

Le modalità di assegnazione della capacità sulla frontiera Nord Occidentale, pari a 1.800 MW (al netto dei contratti pluriennali destinati al mercato vincolato), sono state concordate tra l'Autorità e la *Commission de régulation de l'electricité* francese, dando così vita alla prima area di libero scambio dell'elettricità in Europa. Agli abituali accordi diretti tra imprese e Gestori di rete sono state sostituite, infatti, regole certe e trasparenti applicate indifferentemente a tutti gli operatori interessati (grossisti, *trader*, clienti idonei finali). Le modalità di assegnazione prevedono sia una ripartizione primaria pro rata, per bande superiori a 3 MW, sulla base delle richieste pervenute al Gestore della rete, sia la costituzione di un mercato secondario mensile e settimanale di aggiustamento delle forniture. Sul mercato secondario vengono trattate anche le nuove capacità che si rendano disponibili in corso d'anno e i quantitativi *spot*. Per evitare speculazioni o comportamenti accaparratori di risorse scarse e attribuite in maniera gratuita, all'assegnazione pro rata e al mercato seconda-

rio potranno partecipare solo clienti finali e operatori già collegati a essi.
Con la delibera n. 301/01, sono state assegnate le bande di capacità disponibili per l'interconnessione con l'estero sia sulla frontiera orientale sia su quella occidentale (Tav. 3.2). In particolare, il 31 per cento circa dei 1.953 MW complessivi è stato assegnato per un periodo di tre anni (2002-2005) a 48 clienti finali disponibili a distacchi di carico senza preavviso, mentre il restante 69 per cento sono stati assegnati su base annuale a 74 operatori.

Cessione sul mercato libero dell'energia prodotta da fonti rinnovabili

L'Autorità ha infine definito, per il 2002, le procedure concorsuali per la cessione sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata, prodotta da fonti rinnovabili e assimilate come previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive del 10 dicembre 2001; esso modifica e integra il precedente decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000. Come per il 2001, è stato previsto un meccanismo di assegnazione attraverso tre distinte aste al rialzo: la prima è riservata ai clienti idonei finali interrompibili senza preavviso, la seconda è riservata ai clienti interrompibili con preavviso, mentre la terza è aperta a tutti. Le aste partono da un prezzo base fissato con decreto ministeriale.
I risultati delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale (al massimo 4.500 MW assegnabili con continuità) hanno evidenziato i seguenti risultati:

- la capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico istantanei pari a 500 MW è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,243 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- 820 MW dei 1.500 MW di capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico con preavviso è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,493 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- della restante capacità produttiva disponibile su base annuale, 2.290 MW sono stati assegnati a un prezzo medio di circa 2,427 centesimi di euro/kWh, e i rimanenti 890 MW sono stati attribuiti a un prezzo medio di circa 2,428 centesimi di euro/kWh, entrambi aumentati del 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.

TAV. 3.9 **PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ANNO 2001**

Valori in lire/kWh e centesimi di euro/kWh

	ENERGIA GWh	PREZZO lire/kWh	PREZZO centesimi di euro/kWh
INTERROMPIBILI SENZA PREAVVISO	4.322	77,6	4,007
INTERROMPIBILI CON PREAVVISO	3.848	80,8	4,173
ALTRI	26.132	105.4	5,443
TOTALE MERCATO LIBERO	**34.303**	**99,1**	**5,118**
CESSIONI AL MERCATO VINCOLATO	**20.200**	**130,2**	**6,724**
PREZZO MEDIO DI CESSIONE AL MERCATO LIBERO E VINCOLATO	**54.503**	**110,6**	**5,712**

Il Gestore della rete, al quale i produttori cedono l'energia ai prezzi incentivati, provvede allo svolgimento delle aste. Nessuno dei partecipanti può acquisire una quota superiore al 20 per cento dell'energia disponibile per ciascuna asta, né una quota superiore al 15 per cento dell'energia complessiva.

A seguito di ricorso presentato dall'Enel, il Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia ha parzialmente sospeso il meccanismo sopra indicato. Per garantire l'esigenza di certezza degli operatori sulle effettive disponibilità nel 2002, l'Autorità ha rinunciato a presentare ricorso contro la decisione del TAR; ha inoltre modificato il tetto agli acquisti possibili da parte di un solo operatore sul complesso delle tre aste, due delle quali già concluse, elevandolo dal 15 al 20 per cento. Contrariamente al solito, lo stesso limite è stato previsto per il mercato secondario.

In conclusione, in attesa dell'affermarsi di una molteplicità di operatori nell'offerta di energia, così da garantire una maggiore competitività nel processo di formazione dei prezzi, l'attribuzione della capacità produttiva, incentivata dal provvedimento CIP n. 6/92, e l'allocazione delle bande d'importazione resesi disponibili permettono, per il 2002, la disponibilità di un'offerta stimabile in circa 60 TWh a disposizione del mercato libero; questa è però ancora inadeguata a soddisfare la domanda potenziale espressa dai clienti idonei, stimabile all'aprile 2002 in 124 TWh.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati

Razionalizzazione e sviluppo pluralistico della distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che sia "rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale" (fatto salvo quanto disposto, per le regioni e province autonome, dall'art. 16 del medesimo decreto) e che le società di distribuzione partecipate dagli enti locali possano chiedere all'Enel la cessione dei rami di azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali esse servono almeno il venti per cento delle utenze.

Nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, 44 società hanno richiesto, per l'approvvigionamento di 67 comuni, le concessioni di distribuzione da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Ulteriori concessioni devono essere ancora rilasciate ai Comuni che gestiscono il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in economia e alla stessa Enel.

È stata altresì completata la cessione da parte di Enel Distribuzione S.p.A. di porzioni di rete di distribuzione in alcuni ambiti comunali, quali Roma, Torino, Trieste e Parma (Tav. 3.10) che hanno riguardato complessivamente oltre un milione di clienti finali.

TAV. 3.10 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.GA.S. S.p.A.	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA S.p.A.	Roma	2	27/06/01	01/07/01
AEM Cremona S.p.A.	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino S.p.A.	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AMIAS	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS S.p.A.	Parma	1	27/12/00	01/01/01
AMSP S.p.A.	Seregno (MI)	1	29/03/01	31/03/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

In altri ambiti comunali, quali Sondrio e Imola, Enel Distribuzione ha già raggiunto accordi (si è in attesa della stipula del contratto) per la cessione della propria porzione di rete di distribuzione. Trattativa analoga, che riguarda più di 500.000 ulteriori clienti finali, non si è invece ancora conclusa nel caso di alcuni Comuni – tra cui Milano, Verona, Modena, Vicenza, Sanremo, Trani, Terni, Vercelli e Gorizia. Il comma 4, dell'art. 9, del decreto legislativo n. 79/99, prevedeva che le operazioni di cessione avvenissero entro il 31 marzo del 2001; in alcuni di questi casi le parti non sono riuscite a trovare un accordo sulla cessione e hanno fatto ricorso alla procedura di arbitraggio.

TAV. 3.11 **IMPRESE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO, PER LA DETERMINAZIONE DELLA CONSISTENZA DEI BENI, IL LORO VALORE E LE UNITÀ DI PERSONALE DA TRASFERIRE ALL'APRILE 2002**

RAGIONE SOCIALE	CITTÀ	N. COMUNI	STATO DELL'ARBITRAGGIO
AEM S.p.A. Milano	Milano	2	Concluso ma impugnato da Enel
AGSM Verona S.p.A.	Verona	2	In fase avanzata
AIM Vicenza S.p.A.	Vicenza	1	In fase avanzata
AMAIE S.p.A.	Sanremo (IM)	1	In fase avanzata
AMEA S.p.A.	Paliano (FR)	1	In fase avanzata
AMET S.p.A.	Trani (BA)	1	In fase avanzata
ASM Terni S.p.A.	Terni	1	(da avviare)
ASPEA S.p.A.	Osimo (AN)	1	In fase avanzata
AST S.p.A.	Recanati (MC)	1	In fase avanzata
ATEnA Vercelli S.p.A.	Vercelli	1	In fase avanzata
Azienda Multiservizi Goriziana S.p.A.	Gorizia	1	In fase avanzata
Azienda Servizi Polverigi S.r.L.	Polverigi (AN)	1	In fase avanzata
Camuna Energia S.r.L.	Cedegolo (BS)	2	(da avviare)
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	Con perimetro in corso di definizione
META S.p.A.	Modena	1	In fase avanzata

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

La medesima Enel Distribuzione, infine, sempre nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, ha a sua volta ottenuto rami di azienda dedicati all'attività di distribuzione. Tali acquisizioni hanno finora riguardato meno di 10.000 clienti finali: i casi più significativi, in termini di utenti, sono riportati nelle tavole 3.12 e 3.13.

TAV. 3.12 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco	1	24/07/00	25/07/00
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	28/02/02	28/02/02
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	21/12/01	01/03/02
SEM Musellarese di E. Sarra S.n.C.	Musellaro	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.13 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PARTE DELL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	In attesa parere AGCM

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Il servizio di trasporto per i clienti finali

Il Testo integrato che ha semplificato la disciplina del servizio trasporto prevede per i clienti finali un meccanismo analogo a quello dell'abrogata delibera del 29 dicembre 1999, n. 204, per la regolazione del servizio di fornitura ai clienti del mercato vincolato. L'Autorità ha pertanto definito i vincoli tariffari nell'ambito dei quali i distributori, con una certa flessibilità, possono proporre proprie opzioni tariffarie[6].

Per l'anno 2002 entro il 15 novembre 2001 gli esercenti l'attività di distribuzione hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali, relative al servizio di trasporto da applicare all'utenza a partire dall'1 gennaio 2002. Con delibera del 27 dicembre 2001, n. 322, l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione delle proposte di opzioni tariffarie per il servizio di trasporto base e speciale, e ha provveduto a respingere le opzioni incompatibili con il Testo integrato. La delibera ha anche previsto un regime tariffario imposto per il periodo 1 gennaio 2002-31 dicembre 2002 da applicare ai soggetti esercenti, per le tipologie contrattuali diverse dall'utenza domestica, per le quali all'1 gennaio 2002 non fossero in vigore opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto proposte da 174 distributori e opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto proposte da 39 distributori. Nell'ambito della loro verifica, 3 distributori hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti dal Testo integrato. Sedici distributori non hanno invece proposto alcuna opzione. Le opzioni tariffarie approvate dall'Autorità sono state pubblicate sul proprio sito Internet.

6 Occorre ricordare che le opzioni tariffarie per il servizio di trasporto sono destinate alla copertura di costi in parte sotto il controllo diretto del distributore (in generale i costi relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica), e in parte originatisi a monte dell'attività di distribuzione (in generale i costi infrastrutturali della rete di trasmissione nazionale).

Servizio di connessione alle reti elettriche

Nell'ambito delle garanzie di servizio universale, con particolare riferimento alla regolazione dell'accesso alle reti con obbligo di connessione di terzi, l'Autorità ha avviato la riforma delle norme relative alle condizioni di allacciamento. Il primo passo è rappresentato dalla delibera 26 marzo 2002, n. 50, che fissa le condizioni di erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche, sia di trasmissione sia di distribuzione, con tensione nominale superiore a 1 kV.
In tale contesto l'Autorità, ponendosi obiettivi di promozione della concorrenza e dell'efficienza, ha previsto l'introduzione di maggiore flessibilità nella definizione di diritti e doveri degli utenti (intendendo in questo senso sia i clienti finali, sia i generatori) e dei gestori delle reti. In particolare, sarà previsto che agli utenti della rete sia lasciata la possibilità di scegliere se richiedere di essere collegati alla rete del distributore competente territorialmente, piuttosto che alla rete di trasmissione nazionale, nel rispetto di alcuni limiti tecnici. A tal fine, il distributore e il Gestore della rete proporranno a ciascun utente una propria soluzione di connessione con le relative condizioni tecniche e di prezzo, lasciandogli la scelta della soluzione ritenuta più conveniente.
Vale comunque la pena di precisare che, indipendentemente dalla flessibilità introdotta, l'obbligazione generale di connettere alla rete elettrica l'utente che ne faccia richiesta resta inalterata tanto per i distributori quanto per il Gestore della rete.

Attività di regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

Con riferimento alle condizioni per l'erogazione del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica in bassa tensione, il citato Testo integrato ha definito una componente a copertura dei costi di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, denominata componente CCA. Essa, fissata direttamente dall'Autorità e aggiornata bimestralmente, risulta articolata per fasce orarie per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria; mentre non è differenziata per gli altri clienti finali. I distributori hanno comunque la facoltà di offrire anche opzioni tariffarie, dette ulteriori, per il servizio di vendita, che i clienti potranno scegliere in alternativa alla componente CCA.
Per l'anno 2002, 11 distributori le hanno, infatti, presentate. Tali opzioni, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01, e pubblicate sul proprio sito Internet.

Il servizio di vendita per i clienti domestici

In riferimento ai clienti vincolati con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, il regime previsto con il Testo integrato prevede una maggiore tutela rispetto alla generalità della clientela. Coerentemente con il regime introdotto con la delibera n. 204/99, l'Autorità fissa tariffe amministrate che ogni distributore deve obbligatoriamente offrire ai propri clienti domestici. Queste sono state determinate in modo tale da coprire i costi relativi al servizio di trasporto, di acquisto e di vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione. Ai distributori è comunque lasciata la libertà di proporre opzioni tariffarie dette ulteriori domestiche, con caratteristiche diverse da quelle delle tariffe obbligatorie, e ritenute più confacenti alle esigenze specifiche della clientela.

Le tariffe amministrate fissate dall'Autorità prevedono:

- una tariffa, denominata D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- una tariffa, denominata D3, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- una tariffa, denominata D1, unica per tutti i clienti con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, la cui entrata in vigore è prevista a partire dal 2003.

Per l'anno 2002, i valori delle tariffe D2 e D3 sono stati fissati con la delibera 27 dicembre 2001, n. 316. Essi assumono tuttavia carattere provvisorio e sono stati decisi in considerazione degli aumenti che gli aggiornamenti tariffari, previsti nell'ambito del processo di graduale riallineamento delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1, avrebbero provocato, a partire dall'1 gennaio 2002, sui clienti domestici. Tali aumenti avrebbero infatti gravato anche sui clienti in situazioni di disagio economico, per i quali non è ancora stato definito l'apposito regime di protezione previsto nel nuovo ordinamento tariffario. In attesa dell'introduzione di tale regime, l'Autorità ha ritenuto opportuno ridefinire la transizione verso la tariffa D1, di cui al comma 22.1, del Testo integrato.

Sempre con riferimento all'anno 2002, 7 distributori hanno proposto opzioni tariffarie ulteriori domestiche. Queste, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01 e pubblicate sul proprio sito Internet. Con la delibera 28 gennaio 2002, n. 11, l'Autorità ha inoltre provveduto ad approvare le istanze di riesame relative alle opzioni ulteriori domestiche proposte da Enel Distribuzione S.p.A., Aem Milano S.p.A., Acea Distribuzione S.p.A., Aem Torino S.p.A., Agsm Verona S.p.A. e Deval S.p.A., precedentemente accettate con la delibera n. 322/01. Il riesame si è reso necessario per consenti-

re ai citati distributori di rendere compatibili le opzioni ulteriori domestiche proposte con i livelli tariffari per l'utenza domestica, introdotti dall'Autorità con la delibera n. 316/01.

Il servizio di trasporto su reti di distribuzione e il servizio di vendita alle imprese distributrici

Il Testo integrato, oltre a regolare l'erogazione dei servizi di trasporto e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali, introduce norme specifiche finalizzate a disciplinare l'erogazione del servizio di trasporto a favore di imprese distributrici e di produttori di energia elettrica (vedi il paragrafo Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto di energia elettrica). In tale ambito vengono stabiliti i corrispettivi dovuti da distributori e produttori in relazione al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione.

Nel Testo integrato sono state inoltre incorporate le norme previste dalla delibera del 29 dicembre 1999, n. 205, concernenti le modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. Di conseguenza, l'Autorità ha definito i corrispettivi per il servizio di vendita alle imprese distributrici per la cessione di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato fino alla data di avvio di operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. In particolare, l'impresa distributrice che acquista energia elettrica è tenuta al pagamento del suo prezzo all'ingrosso, per la quantità destinata ai clienti del mercato vincolato, dalla stessa serviti. L'Autorità, con la delibera n. 318/01, ha determinato il prezzo di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002 (vedi il paragrafo Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta).

Aggiornamenti annuali dei parametri e dei vincoli

Con la delibera 19 luglio 2001, n. 163, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2002, i parametri dei vincoli tariffari (valori delle componenti delle opzioni tariffarie TV1) e della tariffa D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, in base al metodo del *price cap*, secondo quanto previsto dalla delibera n. 204/99.

In particolare, il valore di ciascuna componente è stato aggiornato applicando al valore della stessa nell'anno precedente sia il tasso di inflazione, calcolato da giugno 2000 a maggio 2001, pari al 2,8 per cento, sia il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, pari al 4 per cento nel primo periodo regolatorio (2001-2003). Ai fini dell'aggiornamento è stata inoltre considerata la variazione, da un lato, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione, derivante da mutamenti del quadro normativo e, dall'altro, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione, derivanti da recuperi di qualità del servizio.

La prima variazione è stata determinata considerando la cessione, nel corso dell'anno 2001, dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel al Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99. Poiché la gestione dei contratti riguardanti l'acquisto di energia elettrica, di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92, era precedentemente svolta dalla società Terna S.p.A., la suddetta cessione dei diritti e delle obbligazioni ha comportato una variazione in aumento del livello del capitale investito della società Terna e, di conseguenza, una modificazione del livello dei costi riconosciuti. Ai miglioramenti di qualità del servizio elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno destinare una quota pari a circa 100 miliardi di lire.
I valori sia delle componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto, sia dei costi relativi all'erogazione del servizio medesimo, determinati dall'Autorità con la delibera n. 163/01, sono stati riconfermati nel Testo integrato.

Aggiornamenti bimestrali

Dal primo bimestre 2001 al primo bimestre 2002, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della delibera n. 70/97, come modificata e integrata da successive delibere, è diminuito, passando da 44,081 lire/Mcal (pari a 2,277 centesimi di euro/Mcal) a 31,871 lire/Mcal (pari a 1,646 centesimi di euro/Mcal). Tale riduzione riflette il decremento dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali e la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Nel periodo considerato è rimasta invece invariata la componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e quelle dell'imposta sui consumi di carbone, fissate per l'anno 1999 dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, non sono state rideterminate per l'anno 2001. In occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al primo bimestre 2001, in considerazione del miglioramento dell'efficienza media del parco termoelettrico, è stato altresì modificato l'indice di consumo specifico medio unico (Rt), che risulta ridotto a 2.260 kcal/kWh.
Per effetto della riduzione di Vt e della revisione di Rt, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è diminuito dalle 99,623 lire/kWh (pari a 5,145 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2001, alle 72,042 lire/kWh (pari a 3,720 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2002.

Nel periodo in esame, l'Autorità ha anche provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC (vedi oltre). In conseguenza di ciò, sono

aumentate le componenti tariffarie A2, A3 e A6 che alimentano rispettivamente il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione.
In particolare, nel quarto bimestre 2001 l'Autorità ha disposto un aumento di 0,4 lire/kWh (pari a 0,02 centesimi euro/kWh) della componente tariffaria A2, al fine di generare il gettito necessario a coprire i costi di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e delle attività connesse e conseguenti.

Nel corso dell'anno 2001, l'aliquota media della componente tariffaria A3 è aumentata di circa 7 lire/kWh (pari a 0,3 centesimi euro/kWh), per effetto di variazioni che hanno riguardato più bimestri; ciò come conseguenza dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi sia dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica (comunque prodotta da altri operatori nazionali) dall'Enel al Gestore della rete, sia dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto ministeriale 21 novembre 2000. Alle variazioni in aumento della componente A3 ha contribuito inoltre la diminuzione del valore del parametro Ct; essa ha comportato la riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici.
Nel terzo bimestre 2001, l'Autorità ha aumentato di circa 1,8 lire/kWh (pari a 0,09 centesimi euro/kWh) la componente tariffaria A6, fissata in via prudenziale a 0,9 lire/kWh (pari a 0,04 centesimi euro/kWh) nel primo bimestre 2001; questo a seguito dell'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, che ha stabilito l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici di potenza nominale superiore o uguale a 3 MW, non ammessi a contribuzione dal meccanismo di reintegrazione.
La componente tariffaria UC2, destinata ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, è stata soppressa, in quanto sono cessate le esigenze di finanziamento dell'ulteriore componente di ricavo, di cui all'art. 6 della delibera n. 205/99. Tale componente era peraltro già stata azzerata a partire dal primo bimestre 2001, poiché per la copertura di tali esigenze sono state utilizzate le disponibilità derivanti dalla cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica.

TAV. 3.14 VARIAZIONI BIMESTRALI DELLE COMPONENTI TARIFFARIE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Valori delle aliquote medie nazionali per le componenti A e UC[A]

DELIBERE AUTORITÀ	DECORRENZA	lire/kwh						centesimi di euro/kwh					
		CT[B]	A2	A3	A5	A6	UC4	CT[B]	A2	A3	A5	A6	UC4
N. 244/00	1 GENNAIO 2001	99,62	0,6	4,8	0,6	0,9	–	5,145	0,031	0,248	0,031	0,046	–
N. 27/01	1 MARZO 2001	95,96	0,6	9,6	0,6	0,9	–	4,956	0,031	0,496	0,031	0,046	–
N. 90/01	1 MAGGIO 2001	83,55	0,6	11,4	0,6	2,7	–	4,315	0,031	0,589	0,031	0,139	–
N. 146/01	1 LUGLIO 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	–	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	–
N. 189/01	1 SETTEMBRE 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	–	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	–
N. 242/01	1 NOVEMBRE 2001	79,19	1,0	15,5	0,6	2,7	–	4,090	0,052	0,891	0,031	0,139	–
N. 319/01	1 GENNAIO 2002	72,03	1,0	14,5	0,6	2,7	0,5	3,720	0,052	0,749	0,031	0,139	0,026
N. 24/02	1 MARZO 2002	68,04	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,514	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026
N. 69/02	1 MAGGIO 2002	70,50	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,641	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026

(A) Le aliquote medie nazionali sono state determinate comprendendo i consumi di tutti i clienti finali, anche quelli ammessi ai regimi tariffari speciali al consumo di cui alla parte IV del Testo integrato. Di conseguenza, la componente A4, risultante dall'esonero delle categorie speciali dal versamento degli oneri di sistema, non può essere riprodotta nella tavola. La componente UC2, invece, è stata soppressa con delibera 28 dicembre 2000, n. 244.

(B) Andamento del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali.

TAV. 3.15 **COMPONENTI TARIFFARIE A E UC**

Valori relativi al III bimestre 2002.

TIPOLOGIA DI UTENZA	A2	A3	A4	A5	A6	UC4
Centesimi di euro/punto di prelievo/anno						
Domestici in BT	–	–	–	–	–	–
Illuminazione pubblica in BT	–	–	–	–	–	–
In BT con potenza < 1,5 kW	–	–	–	–	–	–
In BT con potenza > 1,5 kW	371,85	4.469,37	–	366,68	–	–
Illuminazione pubblica in MT	–	–	–	–	–	–
Altre in MT	371,85	3.718,79	–	366,68	–	–
In AT e AAT	371,85	4.689,96	–	366,68	–	–
Centesimi di euro/kWh						
Domestici in BT	0,08	0,83	0,11	0,05	0,15	0,04
Illuminazione pubblica in BT	0,05	0,98	0,21	0,03	0,15	–
In BT con potenza < 1,5 kW	0,08	0,83	0,21	0,05	0,15	0,03
In BT con potenza > 1,5 kW	0,04	1,03	0,21	0,02	0,15	0,03
Illuminazione pubblica in MT(C)	0,04	0,82	0,21	0,02	0,15	–
Altre in MT(C)	0,04	0,88	0,21	0,02	0,15	0,02
In AT e AAT(C)	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	0,01
Centesimi di euro/kWh						
Alluminio primario	0,04	0,84	–	0,02	–	–
Ferrovie dello Stato Spa (A)	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	–
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (B)	–	–	–	–	–	–
Utenze sottese, comuni rivieraschi	–	–	–	–	–	–

(A) Per quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.
(B) Nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 730/63, e dall'art. 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165.
(C) Per consumi mensili che eccedono 8 GWh, le componenti A2, A3, A4, A5 e A6 si annullano.

GLI ONERI DI SISTEMA

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli oneri generali afferenti al sistema elettrico siano individuati con uno o più decreti 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.
Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 ha individuato, tenendo conto della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 20 settembre 1999, n. 138, i seguenti oneri generali:

- la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (cosiddetti *stranded cost*);
- la compensazione della maggior 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 delle imprese produttrici-distributrici (cosiddetta rendita idroelettrica);
- i costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (oneri nucleari);
- i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica, previste dalle disposizioni richiamate nell'art. 2, comma 2.4, della delibera dell'Autorità n. 70/97, e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995.

Infine, negli oneri generali sono compresi anche i costi connessi con gli adempimenti affidati al Gestore della rete dallo stesso art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, per la parte non coperta dai ricavi ottenuti dalle cessioni effettuate ai sensi del decreto ministeriale 21 novembre 2000. Tali costi riguardano:

- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete in conseguenza del trasferimento, secondo le disposizioni del decreto ministeriale 21 novembre 2000,

dei diritti e degli obblighi in precedenza gravanti sull'Enel, in relazione all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali;

- il ritiro dell'energia elettrica di cui al comma 3, dell'art. 22, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, offerta dai produttori ai prezzi determinati dall'Autorità;
- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete relativi alla produzione di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92 delle imprese produttrici-distributrici.

Oneri nucleari

I soggetti cui vengono riconosciuti contributi a carico del gettito derivante dalla componente A2 della tariffa elettrica e connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, sono:

- la Società gestione impianti nucleari S.p.A. (Sogin) costituita il 31 maggio 1999 dall'Enel, ai sensi dell'art. 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 79/99, e avente per oggetto sociale l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, anche in consorzio con altri enti pubblici o società;
- il consorzio Smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare (SICN), costituito il 22 dicembre 2000, tra la Sogin, l'Enea e la società Fabbricazioni nucleari S.p.A. (Fn) per l'organizzazione e il coordinamento delle attività inerenti lo smantellamento degli impianti di produzione del combustibile nucleare e di ricerca del ciclo del combustibile nucleare di proprietà dell'Enea e della Fn.

Nel corso dell'anno 2001, sono stati emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, i decreti 17 aprile 2001 e 7 maggio 2001 che integrano il decreto 26 gennaio 2000:

- il primo, oltre a prorogare al 31 dicembre 2001 il termine previsto dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000 per la rideterminazione, da parte dell'Autorità, degli oneri nucleari da riconoscere per il triennio 2002-2004, stabilisce che la medesima quantifichi gli importi da corrispondere al consorzio SICN per il secondo bimestre 2001;
- il secondo, recante indirizzi strategici e operativi alla Sogin, dispone la disattivazione accelerata di tutti gli impianti elettronucleari dismessi entro venti anni, fino al rilascio incondizionato dei siti di ubicazione.

Con delibera 27 giugno 2001, n. 146, l'Autorità ha quantificato, ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001, gli importi da corrispondere per l'anno 2001, a titolo provvisorio e salvo conguaglio, per la copertura dei costi delle attività svolte dal consorzio SICN; in tale direzione, l'Autorità ha disposto l'adeguamento della componente A2 della tariffa elettrica da un valore medio nazionale di 0,6 lire/kWh, già stabilito con la delibera 24 febbraio 2000, n. 39, a 1,0 lire/kWh (rispettivamente pari a 0,031 e 0,052 centesimi di euro/kWh).
Con delibera 23 aprile 2002, n. 71, l'Autorità ha anche rideterminato gli oneri nucleari da riconoscere alla Sogin e al consorzio SICN per il triennio 2002-2004. La delibera contiene anche raccomandazioni specifiche atte a garantire criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste. Le determinazioni dell'Autorità, comunicate al Ministro delle attività produttive e al Ministro dell'economia e delle finanze (ai sensi dell'art. 9, comma 2, ultimo periodo, del decreto ministeriale 26 gennaio 2000), divengono operative 60 giorni dopo la comunicazione, salvo diverse indicazioni dei ministri medesimi.

Incentivi a fonti assimilate e rinnovabili

Le disposizioni contenute nel decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000 comportano una variazione sia delle modalità di determinazione del maggior onere, cui dà luogo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, sia della ripartizione dello stesso onere tra i soggetti tenuti al ritiro di detta energia e i consumatori finali.
Il maggior onere di cui sopra, oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP n. 6/92, viene finanziato attraverso un apposito conto istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Esso è alimentato dalla componente tariffaria A3 e dal gettito proveniente dall'estrazione della cosiddetta "rendita idroelettrica", stabilita dal decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000.
L'assegnazione tramite procedura concorsuale ha portato a un prezzo di vendita inferiore a quello all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Per raccogliere le risorse necessarie a pagare quanto dovuto agli impianti regolamentati dal provvedimento CIP n. 6/92, si è dovuta conseguentemente aumentare la componente tariffaria A3. Mentre della riduzione del prezzo di vendita beneficia direttamente il cliente idoneo che acquista energia secondo il provvedimento CIP n. 6/92, partecipando alla procedura concorsuale, l'aumento della componente tariffaria A3 va a gravare su tutti i clienti, sia del mercato libero sia di quello vincolato.

Stranded cost e rendita idroelettrica

L'apertura alla concorrenza dell'attività di generazione di energia elettrica modifica, in maniera sostanziale, le prospettive di ricavo delle imprese produttrici-distributrici, rendendo in alcuni casi impossibile l'integrale recupero di costi sostenuti prima della liberalizzazione per lo sviluppo del parco di generazione. D'altro canto, la liberalizzazione del mercato può generare plusvalenze: è questo il caso, per esempio, della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

La materia è stata oggetto di intervento governativo che con il citato decreto ministeriale 26 gennaio 2000, ha incluso tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi sostenuti per l'attività di generazione non recuperabili a seguito della liberalizzazione, o *stranded cost*, e la compensazione della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (o rendita idroelettrica).

Il decreto ministeriale 26 gennaio 2000 è stato successivamente modificato e integrato con il decreto ministeriale 17 aprile 2001 che, anche in considerazione della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 22 marzo 2001, n. 67, ha chiarito le modalità di applicazione del meccanismo degli *stranded cost* in caso di cessione degli impianti. Il decreto ministeriale ha inoltre imposto che l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili per gli impianti originariamente nella titolarità di un'impresa produttrice-distributrice non possa essere superiore all'ammontare riconosciuto all'impresa in assenza di cessione degli impianti. Sempre lo stesso decreto ha previsto pure che la quantificazione dei costi non recuperabili fosse effettuata per ciascun impianto di generazione delle imprese produttrici-distributrici, a esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dai quali è estratta la rendita idroelettrica[7].

L'Autorità, con delibera 25 maggio 2001, n. 114, ha pertanto definito le modalità di quantificazione dei parametri necessari al calcolo dei costi non recuperabili e in particolare: le modalità di calcolo relative alla determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale per gli anni 2000 e 2001; le modalità di calcolo dei costi variabili riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo; il livello dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto; le modalità di aggiornamento del livello dei relativi parametri. Con riferimento alla determinazione dell'ammontare dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto, l'Autorità ha fissato:

6 Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale* del 30 aprile 2001.

- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Elettrogen (delibera 25 maggio 2001, n. 115);
- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti e il livello relativo all'aggiornamento per l'anno 2001, per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Eurogen (delibera 30 ottobre 2001, n. 244).

Ricerca e sviluppo

Nel corso dell'anno 2000 era stato instaurato un regime transitorio, decreto ministeriale 26 gennaio 2000, per il finanziamento dei progetti di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico e per l'innovazione tecnologica, che prevedeva l'assegnazione alla società Cesi S.p.A. delle risorse di un fondo costituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente A5 della tariffa elettrica. Il regime transitorio sopra detto è stato esteso all'anno 2001, con il decreto ministeriale 17 aprile 2001, sino all'entrata in operatività di un nuovo sistema, basato sulla selezione dei progetti di ricerca e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2001. Le risorse del citato fondo sono assegnate, a titolo di acconto e salvo conguaglio, in esito alle verifiche sui singoli progetti di ricerca di sistema condotti dal Cesi, a copertura dei costi dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento.

Nel biennio 2000-2001 risultavano eseguiti dal Cesi, o in corso di perfezionamento, circa 20 progetti di ricerca di sistema, articolati in più o meno 60 sottoprogetti, per cui era richiesta l'ammissione al finanziamento del fondo. I risultati sono stati documentati e saranno resi disponibili all'utenza italiana con modalità in corso di definizione.

Conformemente a quanto disposto dal citato decreto ministeriale, e con riferimento al solo suddetto periodo transitorio, l'assegnazione al Cesi delle risorse del fondo è determinata sulla base di verifiche svolte dall'Autorità, che ha anche il compito di fissare:

- le modalità di presentazione dei progetti di ricerca predisposti dal Cesi per la copertura parziale o totale, a carico del fondo, dei relativi costi sostenuti;
- i criteri da adottare per la verifica dei predetti progetti di ricerca.

Con delibera 11 luglio 2001, n. 158, l'Autorità ha fissato le modalità di presentazione dei progetti e i criteri per la verifica dei medesimi; ciò con riferimento alle caratteristiche fondamentali della ricerca di sistema che, in un assetto liberalizzato del settore elettrico e per sua natura, necessita di un regime di maggior tutela. Quest'ultimo è improntato a logiche di armonizzazione delle esigenze di breve termine, tipiche di assetti di mercato, con gli obiettivi

strategici di lungo termine, tipici della ricerca di carattere sistemico e di interesse generale per il settore elettrico.

Infine, con delibera 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha specificato le modalità di conduzione delle istruttorie per l'ammissibilità delle verifiche di avanzamento dei singoli progetti di ricerca, stabilendo che le istruttorie vengano curate attraverso la collaborazione di esperti nominati, coordinati e supportati, sul piano operativo e logistico, dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico anche mediante il ricorso a istituzioni o ad Amministrazioni pubbliche competenti nell'ambito della ricerca di sistema del settore dell'energia elettrica.

Modalità di finanziamento

Il finanziamento degli oneri generali è garantito da apposite componenti tariffarie, le cosiddette componenti tariffarie A, fissate dall'Autorità. Esse adeguano i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi. L'attuale disciplina del Testo integrato prevede le seguenti componenti:

- componente tariffaria A2, per la copertura dei costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
- componente tariffaria A3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- componente tariffaria A4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- componente tariffaria A5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca di sistema;
- componente tariffaria A6, per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione;
- componente tariffaria A7, per la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

Il gettito derivante dall'applicazione di tali componenti è gestito mediante la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Gli esercenti il servizio di trasporto le versano, a scadenze prestabilite in relazione al servizio di trasporto di energia elettrica erogato nel bimestre, gli importi determinati dall'applicazione delle componenti tariffarie A.

LA MISURA

Il servizio di misura dell'energia elettrica è attualmente disciplinato, in via transitoria, dagli art. da 28 a 33 del Testo integrato. Per un periodo temporaneo, si è ritenuto opportuno che tale servizio per i clienti finali continui a essere svolto dall'impresa esercente il trasporto, cioè dal soggetto che pratica le opzioni tariffarie al cliente. Inoltre, per ragioni di gradualità nel passaggio dal regime in esclusiva a quello in cui, probabilmente, una molteplicità di soggetti potrà esercitare il servizio di misura, si è preferito coprire i costi attraverso una specifica componente inclusa nei corrispettivi per il servizio di trasporto, oltre che stabilire disposizioni di carattere transitorio atte a consentire continuità e certezza nell'esercizio di tale servizio. In particolare, si è inteso identificare i soggetti responsabili del servizio di misura, articolato nelle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature, e di rilevazione e registrazione delle misure, stabilendo che il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione relativi a un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Il soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

SEPARAZIONE CONTABILE E AMMINISTRATIVA DELLE IMPRESE ELETTRICHE VERTICALMENTE INTEGRATE

Con la delibera 21 dicembre 2001, n. 310, l'Autorità ha proceduto a una parziale revisione delle direttive in materia di separazione contabile e amministrativa fissate con la delibera 11 maggio 1999, n. 61.
La revisione è stata condotta nell'intento di:

- adeguare le direttive al mutato contesto strutturale e regolatorio;
- armonizzare le direttive per i soggetti operanti nel settore elettrico con quelle previste per i soggetti operanti nel settore del gas;
- semplificare alcuni degli obblighi previsti dalla delibera n. 61/99.

Le direttive in materia di separazione contabile e amministrativa costituiscono un importante elemento del quadro regolatorio. Esse favoriscono la predisposizione di una base informativa trasparente e omogenea, necessaria ai fini sia della regolazione tariffaria nei mercati che mantengono caratteristiche di monopolio, sia della vigilanza nei mercati che sono invece destinati a evoluzioni di tipo concorrenziale. Tali informazioni risultano di particolare rilievo soprattutto nella delicata fase di avvio dei processi di liberalizzazione.
Le suddette direttive riguardano i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica. Rientrano in questo ambito sia i soggetti già attivi, quali i produttori di energia elettrica, gli autoproduttori, il Gestore della rete, i distributori, i venditori per il mercato libero e per quello vincolato, sia i soggetti che si avviano a diventare operativi, quali il Gestore del mercato e l'Acquirente Unico. È prevista in generale un'esenzione per i piccoli operatori.
L'adeguamento al mutato contesto strutturale e regolatorio ha comportato una ridefinizione delle attività e una diversa articolazione delle informazioni di dettaglio, in particolare delle poste economiche relative ai ricavi. Tra le attività è stata inserita anche la misura, per la quale, non sussistendo le caratteristiche di monopolio naturale, non è da escludere uno sviluppo in senso concorrenziale.
Nell'ottica dell'armonizzazione con le disposizioni in via di implementazione, per i soggetti operanti nel settore gas sono state riviste: le norme previste in materia di rilevazione dei costi e dei ricavi dei cosiddetti servizi comuni e dei loro criteri di attribuzione; le norme relative alle attribuzioni di oneri e proventi finanziari e imposte dirette; le norme riferite alle transazioni nell'ambito di uno stesso soggetto giuridico.
Sul piano della semplificazione si è concessa alla generalità delle imprese una maggiore flessibilità nell'organizzazione contabile e sono state introdotte

norme specifiche per le imprese elettriche minori. Tali soggetti rientrano nel campo di applicazione della direttiva, nonostante la loro dimensione, per le esigenze connesse con le determinazioni delle specifiche aliquote di integrazione tariffaria.

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

MERCATI LIBERALIZZATI, MERCATI IN MONOPOLIO, TRANSIZIONE

Nell'anno in corso si concluderà la transizione del mercato del gas dal monopolio alla concorrenza fra più operatori. Dall'1 gennaio 2003 la vendita di gas ai clienti finali del servizio, siano essi industriali o civili, sarà completamente liberalizzata. A partire da quella data la distinzione fra clienti idonei e clienti vincolati sarà superata e tutti i clienti finali godranno dell'opportunità di approvvigionarsi presso il fornitore di gas che proporrà l'offerta economicamente più vantaggiosa. La realizzazione di condizioni di effettiva concorrenza richiederà tuttavia tempi più lunghi. La data del 2003 non potrà infatti segnare la fine del monopolio in tutte le fasi che costituiscono la filiera del gas naturale. Le caratteristiche dei servizi a rete sono tali da richiedere una pluralità di misure di regolamentazione economica e tecnica dei segmenti caratterizzati da monopolio naturale, ovvero di tutte le attività legate alla rete, al fine di poter rendere effettiva la concorrenza in quelli in cui questa è strutturalmente possibile.

A livello locale non tutti i consumatori finali avranno l'opportunità di scegliere fra più venditori di gas, dato che, almeno inizialmente, in diversi mercati continuerà a operare un'unica impresa nelle fasi di vendita e distribuzione. Il segmento della filiera del gas che si trova appena a monte della vendita, cioè la distribuzione di gas naturale, è destinato a subire ancora le conseguenze economiche del monopolio. In questo segmento esistono infatti condizioni di monopolio naturale locale, essendo antieconomica la duplicazione delle reti all'interno degli ambiti in cui si estendono le economie di scala. In tali condizioni la contendibilità del mercato fra più operatori può essere assicurata soltanto se gli enti locali, titolari del servizio pubblico di distribuzione, si impegnano a mettere periodicamente all'asta il diritto di servire il mercato, in modo che le imprese ottengano l'affidamento temporaneo, per quanto prolungato, del servizio.

I tempi previsti dal decreto legislativo del 23 maggio 2000, n. 164, per l'avvio delle prime gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, sono ancora piuttosto lontani; inoltre, la recente riforma dei servizi pubblici locali, contenuta nell'art. 35 della legge finanziaria per il 2002 (legge 28 dicembre 2001, n. 448), pur ribadendo il principio della concorrenza nel mercato, rinvia nel tempo la fine dell'affidamento in monopolio del servizio agli attuali operatori. Il medesimo articolo provvede altresì a sancire il principio della separazione fra gestione della rete e gestione del servizio, cardine fondamentale del processo di liberalizzazione: ma individua anche alcune eccezioni che potrebbero attenuarne la portata, pur facendo salve le norme specifiche per il settore del gas contenute nel decreto legislativo n. 164/00.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in base alle sue competenze, è intervenuta con un provvedimento sulla separazione amministrativa e contabile (*unbundling)* delle attività che si trovano a valle della filiera del gas, allo scopo di individuare le attività di pertinenza della distribuzione del gas e quelle di stretta pertinenza della vendita. Inoltre, poiché molte aziende dedite alla fornitura locale sono impegnate anche nella prestazione di altri servizi pubblici (servizi idrici, raccolta e smaltimento dei rifiuti solidi urbani ecc.), vengono dettate norme relative alla separazione contabile fra i vari tipi di servizio per accentuare la trasparenza e scoraggiare i sussidi incrociati. La predisposizione di norme chiare relative sia alla separazione verticale (cioè nell'ambito della filiera del gas), sia a quella orizzontale (cioè fra più filiere in cui è impegnata la stessa impresa di distribuzione) è un presupposto essenziale per riconoscere i costi effettivi delle singole attività e realizzare concretamente la liberalizzazione del mercato.

Stante il rinvio delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione e tenuto conto che anche dopo la loro realizzazione il monopolio temporaneo del servizio resterà in capo all'operatore che si sarà aggiudicato il servizio, risulta fondamentale l'attività di regolamentazione delle tariffe di distribuzione su cui l'Autorità è intervenuta con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237. Esse offrono l'unica opportunità di riduzione delle rendite di monopolio in questo segmento della filiera. Le incertezze create dal contenzioso amministrativo fra l'Autorità e alcune imprese che detengono il monopolio locale non fa che procrastinare i tempi necessari per ottenere i guadagni di efficienza produttiva e allocativa che costituivano l'obbiettivo della delibera n. 237/00.

Nella vendita all'ingrosso di gas naturale, invece, opera ormai un nutrito numero di imprese, così come nel segmento dell'importazione di gas dall'estero. Per quelle che commercializzano gas all'ingrosso, la questione fondamentale riguarda l'accesso alle infrastrutture essenziali (la rete di trasporto) a cui devono ricorrere per poter effettuare la compravendita di gas naturale. Tali infrastrutture appartengono quasi interamente a imprese controllate dal gruppo Eni S.p.A. La regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali è un aspetto molto delicato, specialmente in una fase di transizione, dato che le decisioni in merito alle regole e ai costi dell'accesso sono in grado di condizionare l'assetto concreto del mercato negli anni a venire.

Le regole per il trasporto di gas sulla rete nazionale dei metanodotti in alta e in media pressione assumono un ruolo di primaria importanza nella promozione della concorrenza soprattutto in presenza di vincoli in termini di capacità sui grandi metanodotti di importazione.

Con la delibera 30 maggio 2001 n. 120, l'Autorità ne ha dettate alcune per l'ac-

cesso alla rete di importazione e trasporto del gas; a esse si aggiungeranno i Codici di trasporto, per i quali è terminata la consultazione con tutti gli operatori interessati. Nei prossimi anni, i vincoli di capacità sulle interconnessioni con l'estero potranno essere parzialmente superate anche grazie all'espansione delle capacità di importazione di gas naturale liquefatto (Gnl) da parte di operatori concorrenti a quello dominante. A questo proposito, l'Autorità ha disposto che all'importatore che sostenga il costo di investimenti in nuovi terminali di rigassificazione (oppure in potenziamenti degli esistenti) sia concessa per un congruo numero di anni la priorità di accesso agli stessi. Vengono così contemporaneamente incentivati sia l'ampliamento delle capacità di offerta, sia l'ingresso di nuovi operatori sul mercato. Anche le tariffe di trasporto del gas, disciplinate dall'Autorità nel corso del 2001, sono disegnate in modo tale da stimolare l'operatore dominante a incrementare i flussi di gas trasportati da terzi, così da favorire la liberalizzazione.

Lo stoccaggio di gas naturale riveste un ruolo strategico per la liberalizzazione del mercato. Infatti, la disponibilità di stoccaggio di modulazione è indispensabile per i venditori che devono servire il mercato degli usi civili, caratterizzato da un'elevata variabilità stagionale della domanda. L'offerta di stoccaggio per soddisfare tale esigenza è comunque subordinata alla disponibilità di capacità, dopo che le disponibilità fruibili siano state destinate soprattutto allo stoccaggio minerario e alla riserva strategica (costituita al fine di fronteggiare i rischi di interruzione delle forniture provenienti da paesi al di fuori dell'Unione europea).

La capacità di stoccaggio, al pari di quella di trasporto, è oggi detenuta quasi integralmente (98 per cento) da un'unica impresa appartenente al gruppo Eni. Essa si configura quindi come attività monopolistica, sebbene limiti al potere di mercato derivino dall'esistenza di sostituti allo stoccaggio di modulazione, quali i contratti industriali interrompibili e il ricorso al gas destinato alla produzione termoelettrica.

L'attività di stoccaggio si svolge sulla base di concessioni ventennali rinnovabili da parte dello Stato. L'entrata di altri operatori sul mercato è subordinata all'esito della procedura di affidamento di nuove concessioni da parte del Ministero delle attività produttive, relative a giacimenti di produzione in corso di esaurimento. Tenuto conto dei tempi di completamento di tale procedura e di quelli relativi alla messa in opera di nuovi giacimenti, lo stoccaggio di gas naturale è un'attività attualmente esercitata in monopolio legale e destinata a rimanere tale ancora per diversi anni.

Il carattere strategico che riveste tale attività rende assai rilevante la regolamentazione dell'accesso e delle tariffe, stabilita nei primi mesi del 2002

dall'Autorità. Essa, con una delibera che reca al riguardo alcune disposizione urgenti e transitorie, ha precisato l'entità dei corrispettivi annuali necessari per ottenere disponibilità di spazio e disponibilità di punta giornaliera, nonché quella dei corrispettivi variabili per l'energia iniettata ed erogata dai giacimenti. Allo scopo di incentivare lo sviluppo di tale attività, l'Autorità ha lasciato libertà tariffaria agli operatori residuali del mercato e a tutte le imprese che investono in nuovi campi di stoccaggio a partire dal primo periodo di regolazione. Lo sviluppo delle imprese di stoccaggio è stato anche incentivato derogando al principio della tariffa regolata per quanto riguarda i servizi speciali auspicando la crescita dell'offerta da parte degli operatori e prevedendo uno sviluppo nella loro richiesta da parte dei venditori. Inoltre, è stato avviato il processo di consultazione relativamente all'accesso agli stoccaggi, così da poter definire prossimamente regole e priorità nei Codici di stoccaggio.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

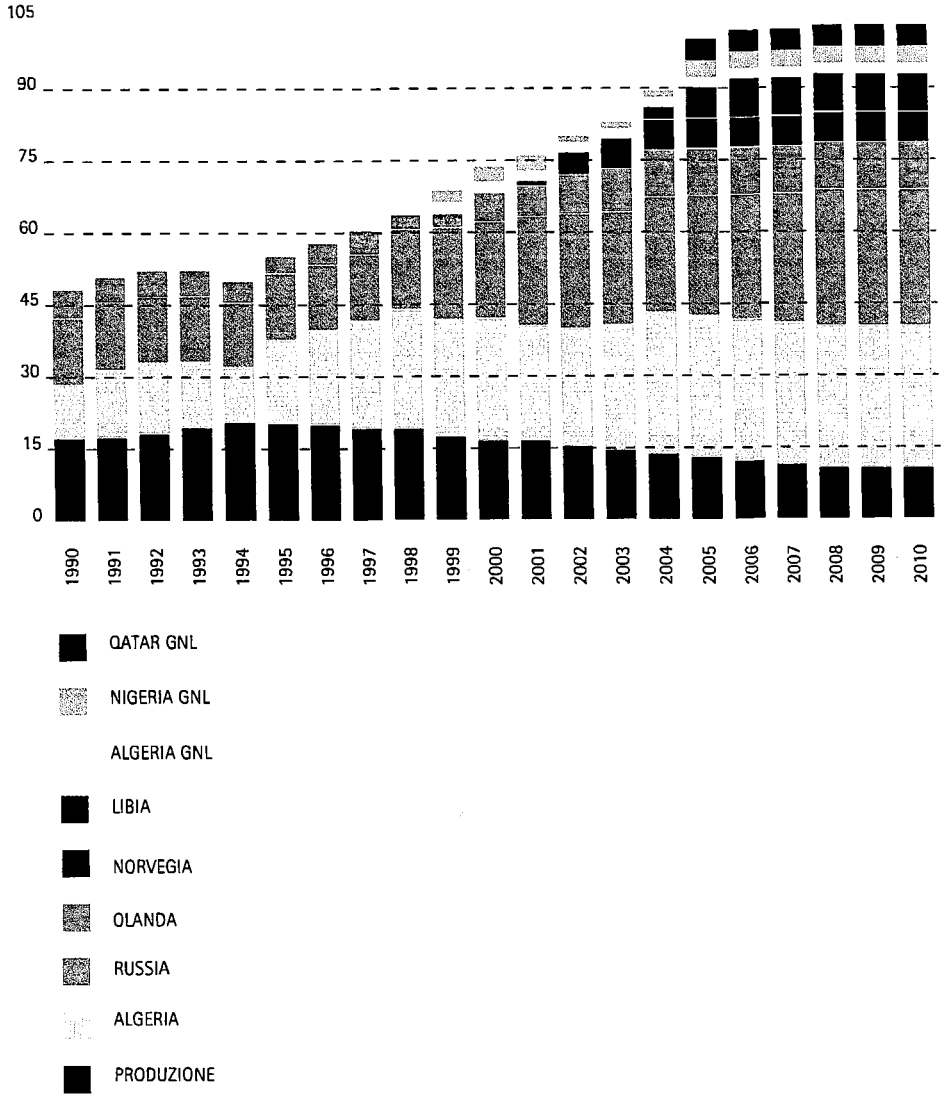
Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento

Il mercato dell'approvvigionamento del gas naturale è formato da due segmenti che si distinguono per la collocazione geografica delle fonti: la produzione nazionale e le importazioni. Così definiti, essi risultano molto differenziati, tanto sotto l'aspetto della sicurezza, quanto sotto quello economico.
La produzione nazionale copre circa il 24 per cento del fabbisogno annuo e risulta in declino, sia in termini assoluti sia in termini relativi, rispetto a esso. In questo primo segmento è presente un operatore dominante, l'Eni, con l'88 per cento della produzione totale nel 2001. Il secondo operatore, Edison S.p.A., produce gran parte del gas rimanente, con il 12 per cento della produzione totale. Le riserve certe ammontano complessivamente a circa 215 Gmc, e corrispondono a 13 anni di produzione, agli attuali livelli. L'apporto dei giacimenti della Val D'Agri, avviata dal consorzio Eni-Enterprise Oil Italiana dopo la conclusione di complessi negoziati con le istituzioni locali e regionali, contribuirà a rallentarne il declino, ma non ad arrestarlo. Per altri giacimenti, il cui sfruttamento avrebbe ulteriormente contenuto la riduzione della quota di produzione nazionale sul fabbisogno complessivo, come quelli individuati in Alto Adriatico (con riserve certe per circa 29 Gmc), l'estrazione non risulta ancora possibile a causa dell'insorgere di preoccupazioni sull'impatto ambientale connesso alle attività di estrazione.

Il secondo segmento, quello delle importazioni, copre la massima parte del fabbisogno (poco meno dell'80 per cento), e risulta in aumento, sia in termini assoluti, sia in termini relativi (Fig. 4.1). Si prevede, infatti, che nel 2005 le importazioni soddisfino l'88 per cento del fabbisogno totale e nel 2010 il 90 per cento circa.

FIG. 4.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DELLE IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA DAL 1990 AL 2010**

Previsione basata sui contratti stipulati sino al 2001



Fonte: Elaborazioni su dati comunicati all'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

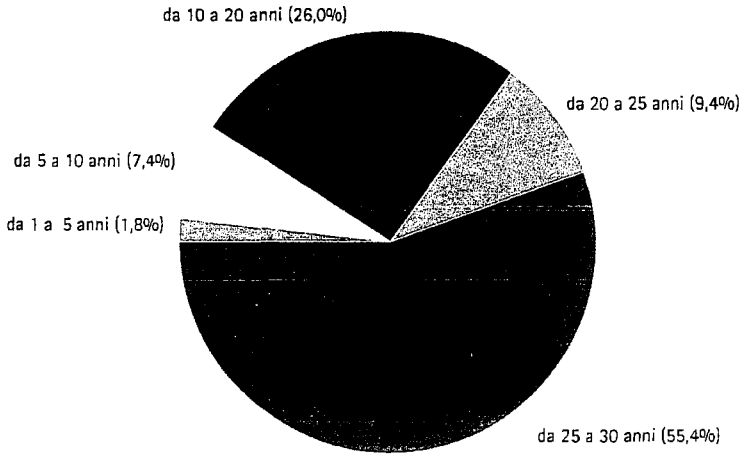
Anche in questo segmento il gruppo Eni è l'operatore dominante, con l'85 per cento circa dell'importazione nel 2001. A partire dal 2002, però, le immissioni di gas (prodotto o importato) nella rete nazionale verranno regolate secondo il tetto stabilito per il periodo 2002-2010 dal decreto legislativo n. 164/00 (pari al 75 per cento nel 2002, e ridotto del 2 per cento ogni anno successivo, fino al 2010). Il gruppo Eni ha provveduto a cedere, con contratti pluriennali ad alcuni soggetti (Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A.), una parte del gas che altrimenti avrebbe importato da Olanda e Norvegia: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Passo Gries. Eni si è inoltre accordata con Edison e Promgas per la cessione a Edison, con contratto pluriennale, di gas di provenienza russa: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Tarvisio. Il secondo importatore dopo Eni è Enel S.p.A., con circa l'11 per cento dell'importazione nel 2001.

Nel 2003 e nel 2004 inizieranno le importazioni di gas dalla Libia (che verrà consegnato da Eni a Gaz de France, Energia e a Edison, immediatamente a monte del punto di entrata di Gela), mentre nel 2005 è previsto l'inizio delle importazioni di gas naturale liquefatto dal Qatar da parte di Edison, con la costruzione di un terminale di rigassificazione in Alto Adriatico.

I contratti di importazione a oggi sottoscritti soddisfano le previsioni di fabbisogno formulate fino al 2010. Per la maggior parte, questi contratti hanno durata pluriennale; nel 2001 hanno riguardato il 98 per cento dei volumi importati (di questa quota, l'80 per cento circa concerne contratti stipulati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00).

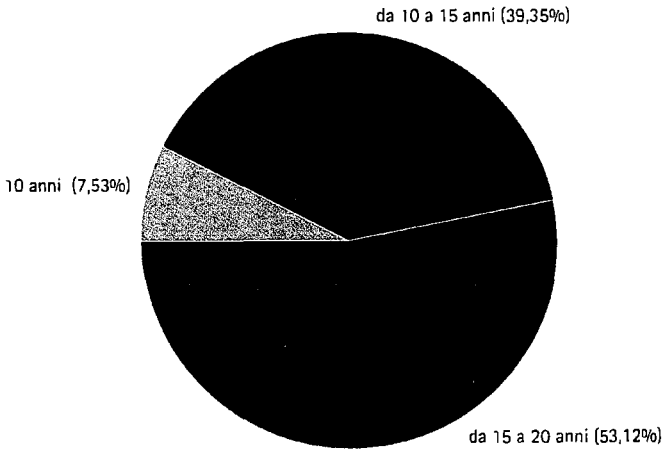
FIG. 4.2 STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA INTERA

Comprese le proroghe e i rinnovi, a partire dalla prima sottoscrizione



La figura 4.2 mostra la struttura dei contratti di importazione attivi nel 2002 secondo la loro durata intera (comprensiva cioè di proroghe e rinnovi), mentre la figura 4.3 ne descrive la struttura secondo la durata residua.
I contratti annuali rivestono attualmente un'importanza modesta, in termini di volume. Lo stesso vale per i contratti infra annuali (*spot*), considerevoli però per l'apertura del mercato a nuovi operatori che non trovano facilmente accesso pluriennale, ma solo per periodi di tempo più brevi, nei gasdotti di importazione in territorio estero.

FIG. 4.3 **STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA RESIDUA**



Il 93 per cento del gas di importazione viene trasportato via gasdotto fino ai punti di entrata in Italia. I diritti di trasporto che gli importatori pagano sui gasdotti esteri, funzionali all'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, sono conferiti soprattutto a società del gruppo Eni, che ha provveduto alla costruzione delle infrastrutture e ai relativi finanziamenti.
Il 6,5 per cento del gas importato nel 2001 è stato trasportato via mare, in fase liquida, ed è stato rigassificato nel terminale di Panigaglia da Snam Rete Gas S.p.A. La maggior parte dei volumi è stata importata da Eni e da Enel, con quote minori di Edison.

L'ottimizzazione economica e la sicurezza dell'importazione, cioè della massima parte dell'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, richiedono la disponibilità di una consistente struttura di stoccaggio, con funzioni di modulazione stagionale e giornaliera e di riserva strategica, in considerazione della grande lontananza delle fonti. Questa necessità è ancora maggiore di quella

che può risultare dalla semplice considerazione dei termini contrattuali di importazione e degli obblighi di fornitura. Nell'inverno 2001-2002 si è constatata, anche in sede di Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio (istituito presso il Ministero delle attività produttive, con decreto ministeriale 26 settembre 2001), la difficoltà per molti importatori di ottenere la consegna della massima quantità giornaliera contrattuale, e proprio nel periodo di maggiore criticità per la sicurezza del sistema nazionale del gas.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

Struttura del monopolio e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Trasporto

Le economie di scala rendono inefficiente, e talvolta impraticabile, la duplicazione della rete di Snam Rete Gas S.p.A., che detiene il 96 per cento della rete di trasporto italiana in termini di capitale investito. Il secondo operatore, Edison T&S S.p.A., dispone di una rete geograficamente complementare a quella di Snam Rete Gas, principalmente negli Abruzzi, in Molise e nel Lazio.

Fa parte del sistema italiano anche la sezione del gasdotto sottomarino di attraversamento del Canale di Sicilia, posata nel mare territoriale. Ne è proprietaria la Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpc, società a partecipazione mista italo algerina, con quote paritarie di Sonatrach e di Eni).

Le reti sono caratterizzate da una funzione di costo subadditiva[1] e da costi irreversibili. In esse si realizzano dunque le condizioni di monopolio naturale; ma l'accesso ai terzi è necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura).

L'accesso alle reti di trasporto del sistema italiano è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Le tariffe, i criteri di accesso e gli obblighi delle imprese di trasporto sono fissati dall'Autorità.

Il decreto legislativo n. 164/00 ha anche definito la rete nazionale di gasdotti, formata dai gasdotti di importazione, dai collegamenti agli stoccaggi e dai principali gasdotti interregionali. Per questa rete, definita e aggiornata con decreto ministeriale, l'accesso è regolato dall'ottobre 2001 secondo il modello *entry-exit*.

1 Si è in presenza di una funzione di costo subadditiva quando la somma delle quantità di un bene, prodotte da più imprese, costa di più rispetto al costo della stessa quantità complessiva, se questa è prodotta da una sola impresa.

La capacità di trasporto di tipo continuo conferita nei punti di entrata, corrispondenti alle interconnessioni con i gasdotti esteri di importazione, nell'anno termico 2001-2002 è risultata pari a circa il 94 per cento della capacità tecnicamente disponibile (Tav. 4.1). In particolare, si sono registrate una situazione prossima alla saturazione per le importazioni provenienti dal Nord e una maggiore disponibilità per le importazioni da Sud. Il terminale di rigassificazione di Gnl, a Panigaglia, risulta saturo.

TAV. 4.1 **CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

Milioni di metri cubi standard per giorno, se non altrimenti indicato

CAPACITÀ CONTINUA	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
PASSO GRIES	43,0	42,6	0,4	99
TARVISIO	74,0	74,0	0,0	100
PANIGAGLIA (Gnl)	11,4	11,4	0,0	100
MAZARA DEL VALLO	88,0	74,4	13,6	85
TOTALE	**216,4**	**202,4**	**14,0**	**94**

Fonte: Comunicazioni degli operatori all'Autorità.

Nel corso del 2001, le reti di trasporto del sistema nazionale sono state incrementate complessivamente di quasi il 2 per cento in termini di lunghezza (il tasso di crescita medio annuo previsto da Snam Rete Gas per il quinquennio 2000-2005 è del 1,25 per cento).

Sono attualmente in corso di realizzazione le opere di potenziamento del gasdotto di importazione dalla Russia. Per l'interferenza dei lavori di potenziamento, la capacità tecnica disponibile a Tarvisio è stata ridotta a partire da marzo 2002 sino all'inizio del prossimo anno termico (ottobre 2002), di circa il 12 per cento.

Anche la dorsale per l'importazione dal Nord Europa è in fase di completamento ed è stato avviato il potenziamento per la nuova importazione dalla Libia.

Tanto Snam Rete Gas, quanto Edison T&S sono state scorporate nel corso del 2001 dai rispettivi gruppi verticalmente integrati (Eni ed Edison), in ottemperanza alle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 in materia di separazione societaria fra le attività del settore del gas.

Il 40,24 per cento delle azioni di Snam Rete Gas sono state collocate in borsa alla fine del 2001. Titolare della quota restante continua a essere Eni.

Nell'anno termico 2001-2002, 24 utenti (produttori, grossisti e clienti finali)

hanno avuto accesso alla rete di trasporto di Snam Rete Gas; di questi 6 hanno stipulato contratti di trasporto anche per la rete di Edison T&S.

Stoccaggio

Il sistema italiano di stoccaggi è costituito da giacimenti esauriti. Attualmente i siti di stoccaggio operativi sono gestiti dalla società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (Stogit), costituita nel 2001 dal gruppo Eni attraverso lo scorporo societario del relativo ramo di azienda, e dalla società Edison T&S.
In particolare, la Stogit gestisce otto stoccaggi, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana (concessioni di Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Tresigallo) e uno nell'Italia centrale (concessione di Fiume Treste). Per l'anno 2001-2002 la riserva attiva complessiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 16 Gmc, mentre la producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento raggiunge quasi 280 Mmc/g.
Edison T&S dispone di due stoccaggi (Cellino, in Abruzzo, e Collalto, in Veneto), con una riserva attiva attuale di circa 263 Mmc e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di circa 2 Mmc/g, in corso di ampliamento.
Il Ministero delle attività produttive ha rilasciato alla Stogit le concessioni per la conversione a stoccaggio dei giacimenti di Alfonsine e di Fiume Treste con i quali si prevede, secondo le prime stime, che la riserva attiva complessiva aumenti di ulteriori 2,4 Gmc. Inoltre, recentemente è stata rilasciata a Eni (ed è attualmente in corso di trasferimento alla Stogit) la concessione per la conversione a stoccaggio del giacimento di Bordolano.

La situazione attuale del mercato dello stoccaggio di gas naturale rappresenta l'eredità del sistema verticalmente integrato che ha preceduto la liberalizzazione introdotta con il decreto legislativo n. 164/00. Allo scopo di incentivare l'avvio della concorrenza, lo stesso decreto prevede che alcuni giacimenti destinati alla coltivazione e in corso di esaurimento vengano destinati alla funzione di stoccaggio e assegnati agli operatori interessati ad assumerne la gestione, mediante procedure a carattere concorrenziale.
Ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive 27 marzo 2001, relativo alla determinazione dei criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, i titolari di concessioni di coltivazione hanno fornito al Ministero delle attività produttive le informazioni sui giacimenti in terraferma necessarie per stabilire se questi siano tecnicamente ed economicamente idonei allo stoccaggio di gas.
Il Ministero delle attività produttive ha pubblicato, nel *Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia* del 31 ottobre 2001, sia l'elenco dei giaci-

menti selezionati per la conversione a stoccaggio con i relativi dati di massima, sia il programma di previsione delle capacità di stoccaggio (di dodici progetti esaminati, i sei giacimenti ritenuti idonei, tutti in terraferma, sono: Cornegliano, Cotignola, Portocannone, San Potito, Serra Pizzuta, Ravenna Terra). Sono in corso le ulteriori fasi della procedura per l'attribuzione delle relative concessioni.

Rispetto a quelle di trasporto, le infrastrutture di stoccaggio hanno minori caratteristiche di monopolio. Va infatti osservato che le funzioni di modulazione, a cui provvedono i servizi offerti con l'attività di stoccaggio, sono realizzabili anche attraverso interventi sulla domanda (interrompibilità) o con il ricorso ad altri combustibili. Inoltre, la disponibilità di punta può essere surrogata, almeno in parte, ricorrendo alla flessibilità dei contratti di importazione.
Proprio nell'anno termico 2001-2002 si è fatto ricorso all'interruzione delle forniture, ove prevista dai contratti di vendita (per quanto non realizzata completamente), e alla massimizzazione delle importazioni (nella misura considerata dai contratti di approvvigionamento, per quanto, anche in questo caso, non interamente).

Gli stoccaggi sono caratterizzati da funzione di costo moderatamente subadditiva e da costi parzialmente irreversibili; il loro accesso, regolato ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, è in buona parte necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura). L'Autorità fissa le tariffe, i criteri, le priorità di accesso, nonché gli obblighi delle imprese di stoccaggio. Per altre funzioni che rientrano nella categoria della modulazione aciclica, gli stoccaggi possono invece ritenersi già oggi in concorrenza con altri servizi.

Le prospettive di evoluzione dello stoccaggio in Italia possono trovare modelli di riferimento interessanti in altri paesi e in particolare nel Regno Unito, pur con le differenze strutturali che distinguono le due situazioni. Il riferimento all'esperienza inglese riguarda non tanto l'attuale situazione del Regno Unito, che si può considerare di incipiente concorrenza nel segmento dei servizi di modulazione, quanto quella che l'ha preceduta. In essa l'attività di stoccaggio era esercitata in una situazione di sostanziale monopolio, dapprima congiuntamente, e poi disgiuntamente, all'attività di trasporto e distribuzione.
Altri paesi europei, come Francia e Germania, sebbene caratterizzati da una diversa impostazione di regolazione (di tipo negoziato), sono più affini all'Italia per la strutturazione della domanda di gas e per la dipendenza dall'estero. Hanno inoltre sviluppato sistemi di stoccaggio di grandi dimensioni, che costituiscono un modello infrastrutturale più simile alle esigenze italiane.

Lo stoccaggio in Europa: modelli infrastrutturali e di regolazione

Il Regno Unito *dispone di un grande stoccaggio in giacimento esaurito* off shore *di Rough (circa 2,8 miliardi di metri cubi standard o Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 13 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 40 milioni di Smc/g, a stoccaggio pieno), oltre che di alcuni stoccaggi in cavità saline (fra i quali Hornsea, con circa 300 milioni di Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 1,5 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 18 milioni di Smc/g). Esistono inoltre alcuni stoccaggi di Gnl, usati per la modulazione locale di breve periodo dei prelievi in aree periferiche.*

Con l'introduzione del Network Code (ai sensi del Gas Act 1995), l'attività di stoccaggio è stata sottoposta ad accesso regolato, per un certo periodo. Essa è esercitata da un unico soggetto, British Gas plc (BG).

È stato in seguito introdotto un nuovo ordinamento, grazie al quale la capacità di stoccaggio viene conferita a mezzo di asta competitiva per i due maggiori siti. Più precisamente, è offerta in "pacchetti" (bundles) costituiti da spazio di stoccaggio, disponibilità di erogazione e di iniezione, in proporzioni già determinate. Recentemente anche il sistema di accesso agli stoccaggi di Gnl è stato modificato e oggi è determinato con il metodo dei reserve prices*: prezzi minimi d'asta.*

L'offerta di servizi di stoccaggio si è evoluta anche fino a contemplarne uno "virtuale", costituito da un portafoglio di contratti fisici e finanziari, per durate comprese fra 4 e 14 anni. Tali contratti sono assimilabili a quelli "cartacei" nel mercato dei futures *(per questi contratti è comunque prevista una disponibilità fisica, seppure in proporzione ridotta, nel caso in cui la controparte richieda la consegna del gas alla scadenza del contratto).*

Negli ultimi dieci anni, l'entità degli stoccaggi in Germania *ha raggiunto livelli fra i più alti in Europa. La riserva attiva (*working gas*) supera attualmente i 18 miliardi di Smc e si prevede un incremento di oltre il 26 per cento. Le variazioni stagionali del consumo di gas sono la principale ragione dello sviluppo del sistema di stoccaggio tedesco. I settori domestico e commerciale incidono infatti per circa il 45 per cento sulla domanda di gas nazionale.*

In Germania la struttura societaria del settore, con la presenza di numerose imprese "regionali" un tempo protette da accordi di demarcazione territoriale, ha portato alla formazione di reti di scala regionale. Queste si collegano con i grandi gasdotti di importazione, organizzati principalmente in due grandi reti "sovraregionali", facenti capo alle società Ruhrgas e a Wingas.

Il servizio di stoccaggio è concepito per lo più come complemento del servizio di trasporto. Sono attivi 39 impianti di stoccaggio in cavità saline, in giacimenti

esauriti e acquiferi. Esistono oltre 10 imprese dotate di stoccaggi sotterranei. Nel recepire la Direttiva europea 98/30/CE, benché in misura incompleta, la Germania ha optato per il regime di accesso negoziato alle reti di trasporto e allo stoccaggio.

L'offerta del servizio di stoccaggio può riguardare un aggregato indistinto, o singoli siti, e si articola nei seguenti elementi: impegno di portata per l'iniezione, usa della compressione per l'iniezione, impegno di spazio in stoccaggio, impegno di portata per l'erogazione, impegno di portata di trasporto da e verso lo stoccaggio. La durata tipica del contratto di stoccaggio è di un anno, ma sono ammesse durate inferiori o superiori, da negoziare caso per caso.

Anche il sistema di stoccaggio **francese** *è notevolmente sviluppato. I quattordici stoccaggi attivi, gestiti per la maggior parte dalla società Gaz de France, l'impresa dominante, hanno in totale una riserva attiva di circa 9 miliardi di Smc, un quarto del consumo nazionale di gas.*

Lo stoccaggio è destinato a modulare le variazioni della domanda stagionale e giornaliera e a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In Francia, il sistema del gas naturale dipende quasi interamente dalle importazioni, il 50 per cento delle quali è di provenienza extra europea.

Subordinatamente agli usi sopra descritti e previo consenso del governo (la Francia non ha ancora recepito la Direttiva europea 98/30/CE), parte della riserva attiva viene messa per brevi periodi a disposizione di società estere (Distrigaz, Ruhrgas, GVM e Gaznat).

Lo stoccaggio è effettuato prevalentemente in acquiferi e secondariamente in cavità saline. Sono in corso prove per adibire a stoccaggio un giacimento in via di esaurimento.

*Condizione di accesso al servizio di stoccaggio di Gaz de France è la sottoscrizione di un contratto di trasporto. Gli utilizzatori possono depositare parte del gas in un "punto di modulazione", per prelevarlo successivamente. I punti di modulazione, cinque in tutto, sono distribuiti sulla rete principale di trasporto, in corrispondenza dei siti di stoccaggio, o di loro aggregazioni territoriali. La durata del contratto di modulazione (*Contrat de Modulation*) è di un anno, con possibilità di rinnovo.*

Terminali di rigassificazione

L'accesso ai terminali di rigassificazione è funzionale, ma non essenziale in generale allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione e fornitura). Nella situazione italiana, il controllo che il gruppo Eni esercita sui gasdotti di trasporto in territorio estero, rende i terminali di rigassificazione necessari allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle. Il loro accesso è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Il solo terminale di rigassificazione oggi esistente in Italia è quello di Panigaglia, esercìto da Snam Rete Gas; attualmente la sua intera capacità è dedicata a contratti di importazione stipulati prima del 10 agosto 1998.

Nuovi terminali, inseriti in progetti integrati di approvvigionamento di lungo periodo, che si avvalgono di impianti di liquefazione e di navi metaniere, sono in fase di progettazione: Edison, per un terminale in Alto Adriatico da 6 Gmc/a, British Gas, per un terminale a Brindisi da 4 Gmc/a nella fase iniziale, Enel, per tre terminali a Taranto, Vado e Muggia e la società LNG Terminal (del Gruppo Falck) per un terminale sulla costa calabra, da 8 Gmc/a espandibile a 12 Gmc/a, oltre che per un impianto *off-shore*, (da realizzare in Calabria o in Toscana).

Per questi nuovi terminali si presenta il problema della conciliazione delle esigenze di incentivazione dell'investimento con quelle di garanzia dell'accesso a terzi a un'infrastruttura che in questa fase transitoriadi sviluppo della concorrenza, riveste ancora il carattere di infrastruttura essenziale.

L'Autorità con un proprio intervento (vedi oltre) ha ritenuto opportuno indicare i limiti entro i quali è riconoscibile la priorità di accesso ai promotori de nuovi terminali sino a quando il sistema nazionale del gas non sia stato dotato di una capacità di rigassificazione coerente con la domanda di importazione e non raggiunga un significativo grado di concorrenza in un contesto europeo liberalizzato.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2001 e del primo trimestre del 2002 le attività dell'Autorità nel settore del gas si sono concentrate su: il completamento degli interventi tariffari riguardanti il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, nonché lo stoccaggio; l'utilizzo dei terminali del Gnl e lo stoccaggio; la messa a punto delle regole di accesso al sistema del gas, come stabilito dal decreto di recepimento nella normativa italiana della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale.

Nell'ambito delle fasi di trasporto e dello stoccaggio restano ancora da definire la tariffa per l'attività di commercializzazione per i clienti allacciati ai gasdotti in alta pressione nonché la definizione dei criteri per i Codici di rete e di stoccaggio, sui quali l'Autorità ha già completato la consultazione.

Tariffe di trasporto: vincoli e criteri di riferimento

Con la delibera 30 maggio 2001, n. 120, l'Autorità ha definito i criteri sia per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, sia per l'utilizzo dei terminali di Gnl (ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e degli art. 18, comma 6, e 23, commi 2, 3 e 5, del decreto legislativo n. 164/00). Il provvedimento dell'Autorità definisce i criteri con cui le imprese di trasporto e dispacciamento del gas naturale già attive (Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Tmpc, Sgm S.p.A.), e quelle che vorranno entrare nel mercato, calcolano le tariffe di trasporto e di utilizzo dei terminali di Gnl e adottano regole minime di accesso al sistema.

L'Autorità provvede a determinare, per ciascuna impresa per il primo anno termico del periodo di regolazione (che dura quattro anni), i criteri per il calcolo dei ricavi tariffari riconosciuti.

È parso opportuno procedere alla determinazione individuale dei ricavi tarifari riconosciuti in quanto le differenze tra le dimensioni e le condizioni operative di ognuna avrebbero reso difficile l'adozione di criteri standardizzati. Inoltre, questo approccio consente, nelle limitate zone in cui sono presenti reti di più imprese, o nella prospettiva di nuovi terminali di Gnl, lo sviluppo di una certa concorrenza, anche attraverso l'applicazione di tariffe che riflettano costi diversi.

Considerazioni di equità tra le imprese hanno reso tuttavia inevitabile l'adozione di criteri comuni per quanto riguarda la determinazione del capitale investito e del suo tasso di rendimento, degli ammortamenti e dei costi operativi riconosciuti.

I ricavi riconosciuti rappresentano i ricavi ritenuti congrui per l'esercizio delle

attività e per le proposte che gli operatori formulano sulle tariffe da praticare agli utenti, nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti all'inizio del periodo di regolazione. Le proposte vengono in seguito sottoposte all'approvazione dell'Autorità.

La determinazione dei ricavi di riferimento è effettuata sugli elementi di costo relativi all'attività di trasporto e a quella di rigassificazione, in modo tale da garantire la copertura sia dei costi operativi sia di quelli di capitale, inclusa una congrua remunerazione del capitale investito secondo quanto disposto dall'art. 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00.
I costi riconosciuti dalla delibera n. 120/01 dell'Autorità sono i seguenti:

- il costo del capitale investito netto, pari al valore dell'attivo immobilizzato[2] (*Regulatory Asset Base* o RAB), moltiplicato per un rendimento del 7,94 per cento all'anno al lordo delle imposte;
- gli ammortamenti, il calcolo utilizza le durate economico tecniche dei beni con riferimento agli standard in uso nei principali paesi europei, basandosi su un periodo di 40 anni per i gasdotti, di 20 anni per gli impianti di compressione, di 25 anni per i terminali Gnl, di 50 anni per i fabbricati e di 10 anni per le altre immobilizzazioni;
- i costi operativi, quelli effettivamente sostenuti nell'esercizio 2000 dalle società di trasporto, relativi al personale, ai materiali di consumo, alla compressione e spinta del gas, ai servizi forniti da terzi e agli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti.

Per ogni anno del periodo di regolazione, sono determinati i ricavi di riferimento che comprendono quelli relativi sia alla rete esistente all'inizio del periodo, sia agli investimenti realizzati nel corso della vita dell'impianto integrata da eventuali fattori correttivi e i ricavi relativi ai costi di bilanciamento del sistema. Sulla base dei ricavi di riferimento le imprese calcolano e propongono i livelli delle componenti della propria tariffa di trasporto basata sulla metodologia *entry-exit*. Questa rappresenta una soluzione più semplice rispetto a una tariffa "da punto a punto", economicamente ingiustificata e di diffi-

2 Per la determinazione del RAB, la metodologia adottata è quella chiamata, nella prassi regolatoria anglosassone, *Current Cost Accounting* (CCA), in Italia, "metodo del costo storico rivalutato". Essa si basa sui costi storici delle immobilizzazioni presenti in bilancio al 31 dicembre 2000, rivalutati secondo il deflatore degli investimenti fissi, al netto del degrado economico tecnico, e dei contributi a fondo perduto versati da pubbliche amministrazioni per l'attività di trasporto.

cile determinazione oggettiva, in una rete fortemente magliata come quella italiana. Dal momento che lo stesso decreto n. 164/00 indica come criterio tariffario da rispettare anche la distanza fra punti di entrata e punti di uscita, il provvedimento emanato dall'Autorità calcola i costi unitari di trasporto da punto a punto.

Le tariffe di trasporto per la rete regionale sono invece uniformi su tutto il territorio nazionale e correlate alla capacità nei punti di consegna, con riduzioni proporzionali, in base alla distanza, per i punti di riconsegna che si trovano in comuni a meno di 15 km dalla rete nazionale dei gasdotti.
Questa struttura tariffaria riconosce con maggiore correttezza, rispetto a una basata sulla sola distanza, i costi legati sia alla capacità, che è prenotata alla punta ma non utilizzata in tutti i giorni dell'anno, sia ai volumi effettivamente trasportati. Il rapporto tra corrispettivi di capacità e corrispettivi per volumi trasportati è rispettivamente del 70 e 30 per cento. Quest'ultima componente ha lo scopo di stimolare l'imprenditorialità delle aziende di trasporto cui sono assicurati maggiori ricavi in ragione dei volumi trasportati, e al contempo di ridurre il rischio di sottoutilizzazione dei gasdotti.

I meccanismi di aggiornamento dei ricavi riconosciuti sono riferiti sia alla capacità sia ai volumi e prevedono un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente, e una riduzione pari a un tasso di produttività definito per tutto il periodo di regolazione. Esso corrisponde al 2 e al 4,5 per cento rispettivamente per la capacità e per i volumi. Il meccanismo relativo alle capacità impone un limite massimo ai ricavi (*revenue cap*), in quanto determina il loro ammontare complessivo indipendentemente dai volumi trasportati. Il meccanismo relativo ai volumi impone un limite massimo al corrispettivo unitario (*price cap*) per volume trasportato; questi ricavi risentono quindi dei volumi trasportati.

Sono previsti incentivi per i nuovi investimenti, con l'obiettivo di sviluppare l'attività di trasporto, a fronte di un'ipotesi di crescita dei consumi di gas del 3-5 per cento all'anno nel prossimo decennio, e dei nuovi usi determinati dall'innovazione tecnologica.
La struttura tariffaria contempla meccanismi incentivanti a nuovi investimenti infrastrutturali, riconoscendo per 6 anni un corrispettivo[3] più alto legato alla loro effettiva realizzazione e l'esenzione dai recuperi prefissati di produttività.
Sono previsti sconti in tariffa per gli eventuali operatori, diversi dalle imprese di trasporto, che decidano di finanziare i potenziamenti degli impianti e delle reti in tratti di loro interesse.

Tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione

Per la definizione della tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione del Gnl, trasportato con navi metaniere, è stata seguita la stessa metodologia di calcolo utilizzata per le tariffe di trasporto, prevedendo una remunerazione degli investimenti del 9,15 per cento. Il maggiore tasso di rendimento applicato all'attività di rigassificazione rispetto a quello per l'attività di trasporto è motivato dal maggior rischio che tale attività comporta. Per lo stesso motivo, ma anche per incentivare in Italia la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione la riduzione del *price cap* è stata fissata al 2 per cento.

Modalità transitorie di accesso alle reti

Contestualmente alla definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe, l'Autorità ha stabilito anche le modalità transitorie di accesso al servizio che, nell'attesa di una più precisa definizione mediante i Codici di rete, garantiscono l'accesso in condizioni eque e non discriminatorie, prevengono abusi di posizione dominate nell'allocazione delle capacità e favoriscono lo sviluppo della concorrenza. In particolare, sono state anticipate alcune ipotesi relative a temi quali i conferimenti di capacità e i corrispettivi per il bilanciamento del sistema. Da un lato, infatti, le capacità assegnate rappresentano un elemento necessario per procedere al calcolo dei relativi corrispettivi; i corrispettivi unitari di capacità, facenti parte della tariffa, devono inoltre essere corrisposti

3 Gli incrementi patrimoniali determinano un'ulteriore componente di ricavo nell'anno termico successivo all'anno in cui l'investimento entra in esercizio:
- per la capacità, un ricavo addizionale pari al 7,47 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti per ciascun anno del periodo di regolazione;
- per i volumi, un corrispettivo unitario pari al 4,98 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti diviso per i volumi trasportati nell'anno solare 2000. Questo corrispettivo è moltiplicato per i volumi effettivamente trasportati in ciascuno dei 6 anni termici successivi all'entrata in esercizio dell'investimento.

sulla base delle quantità conferite a ciascun utente. D'altro lato, i corrispettivi di bilanciamento del sistema rappresentano un onere economico, in caso di temporanee richieste degli utenti superiori a quanti concordato, la cui conoscenza è necessaria per orientare correttamente le loro scelte. La determinazione in via transitoria di modalità semplificate e urgenti in materia di conferimento delle capacità e dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema ha comunque beneficiato delle osservazioni ricevute in seguito alla diffusione del Documento per la consultazione del 13 marzo 2001. Tali modalità restano in vigore fino alla emanazione dei Codici di rete e, nel caso dei conferimenti, non oltre il 30 settembre 2002. La definizione di regole provvisorie consente anche di verificarne l'applicazione e di dare utili indicazioni in vista della transizione al regime definitivo.

Tenuto conto delle difficoltà registrate nell'avvio del nuovo regime tariffario e di alcune criticità rilevate dagli utenti nelle *Condizioni di accesso* pubblicate da Snam Rete Gas nel novembre del 2001, l'Autorità ha costituito un gruppo di lavoro informale che ha lo scopo di acquisire elementi utili per futuri provvedimenti su alcuni punti, rivelatisi critici. Tra essi, i corrispettivi per il bilanciamento del sistema e la pubblicazione dei dati relativi al processo di conferimento della capacità nell'ambito dei provvedimenti di cui agli art. 20, comma 2, e 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, ai sensi delle delibere dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 146 e n. 150.

Il gruppo di lavoro ha già raggiunto interessanti risultati sugli argomenti affrontati quali: la costituzione da parte di Snam Rete gas di una "bacheca" allo scopo di favorire il mercato secondario della capacità (la cui messa in opera è prevista in tempi brevi non appena attivato il necessario supporto informatico); il miglioramento per gli utenti di alcune condizioni contrattuali in materia di accesso (penalità per supero di capacità e sbilanciamento) per l'anno termico 2001-2002 (sospensione di alcune penali fino al 21 dicembre 2001 e avvio da questa data di nuovi corrispettivi più favorevoli per l'utenza).

Tariffe di trasporto: i valori applicati

Con la delibera del 7 settembre 2001, n. 193, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto del gas metano sui gasdotti nazionali e sulle reti regionali, e le tariffe di rigassificazione del gas trattato presso l'impianto di Panigaglia presentate dagli operatori.

Tale delibera ha individuato i punti di entrata (frontiere, giacimenti e stoccaggi) e i punti di uscita della rete nazionale, permettendo ai singoli operatori di calcolare il costo complessivo del trasporto del gas dal luogo di prelievo fino a quello di consumo.

Sedici sono i punti di entrata nella rete nazionale, di questi: 3 si riferiscono all'interconnessione con i metanodotti esteri di importazione (Mazara del Vallo,

Passo Gries e Tarvisio); 1 coincide con l'impianto di rigassificazione di Panigaglia; 10 corrispondono ai principali campi di produzione nazionale (Nord Occidentale, Nord Orientale, Rubicone, Falconara-Fano, Pineto, San Salvo, Candela, Monte Alpi, Crotone, Gagliano); 2 sono relativi agli stoccaggi (Eni ed Edison Gas). I punti di uscita, che collegano la rete nazionale con le reti regionali, si riferiscono alle seguenti 17 aree/territoriali regionali: Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige-Veneto, Lombardia orientale, Lombardia occidentale, Nord Piemonte, Sud Piemonte e Liguria, Emilia Romagna-Liguria, Basso Veneto, Toscana-Lazio, Romagna, Umbria-Marche, Marche-Abruzzo, Lazio, Basilicata-Puglia, Campania, Calabria, Sicilia.
Per l'attività di trasporto sulla rete nazionale sono stati definiti:

- un corrispettivo legato al volume CV (in euro/GJ);
- un corrispettivo di capacità CPe per ciascuno dei 16 punti di entrata (in euro/Smc/g);
- un corrispettivo di capacità CPu (in euro/Smc/g) per ciascuno dei 17 punti di uscita.

Per l'attività di trasporto sulla rete regionale:

- un corrispettivo di capacità CR_r (in euro/Smc/g) unico per tutti i punti di riconsegna di ciascuna impresa di trasporto; sono previsti sconti per distanze inferiori ai 15 km;
- un corrispettivo fisso CF (in euro/punto di riconsegna) articolato su livelli per la rete di gasdotti.

Sono previste inoltre tariffe interrompibili ridotte dell'8 per cento per Snam Rete Gas, e 4 per cento per Edison Gas (Tav. 4.2).

TAV. 4.2 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO**

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVO UNITARIO LEGATO AL VOLUME CV (euro/GJ)				0,176549
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE NAZIONALE (euro/Smc/g)				
CPe		**CPu**		
MAZARA DEL VALLO	3,032460	FRIULI-VENEZIA GIULIA	A	0,841763
PASSO GRIES	0,338364	TRENTINO-ALTO ADIGE-VENETO	B	0,986886
TARVISIO	0,857216	LOMBARDIA ORIENTALE	C	1,076087
PANIGAGLIA	0,613272	LOMBARDIA OCCIDENTALE	D	1,276102
NORD OCCIDENTALE	0,077469	NORD PIEMONTE	E1	1,535033
NORD ORIENTALE	0,104647	SUD PIEMONTE E LIGURIA	E2	1,276102
RUBICONE	0,077469	EMILIA E LIGURIA	F	0,986886
FALCONARA-FANO	0,494016	BASSO VENETO	G	0,862372
PINETO	0,720943	TOSCANA E LAZIO	H	0,858547
SAN SALVO	0,559849	ROMAGNA	I	0,697670
CANDELA	0,633425	UMBRIA E MARCHE	L	0,569331
MONTE ALPI	0,905488	MARCHE E ABRUZZO	M	0,524838
CROTONE	2,026530	LAZIO	N	0,659117
GAGLIANO	2,174299	BASILICATA E PUGLIA	O	0,735951
		CAMPANIA	P	0,521476
STOCCAGGI ENI-EDISON GAS	0,174442	CALABRIA	Q	0,446735
		SICILIA	F	0,157519

CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (euro/Smc/g)			
EDISON GAS E SGM			1,801000
RETE GAS ITALIA			1,312991
CORRISPETTIVO FISSO CF (euro/punto di riconsegna)	1° livello	2° livello	3° livello
EDISON GAS E SGM (A)	31,00	2.141,30	5.183,70
RETE GAS ITALIA (B)	3.098,70	7.746,80	17.570,60
TARIFFA INTERROMPIBILE			
EDISON GAS E SGM	riduzione del 4% di CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 48 ore		
RETE GAS ITALIA	riduzione dell'8% dei corrispettivi CPe, CPu e CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 3 giorni		

(A) La definizione dei livelli è in funzione di 2 parametri: consumo annuo del punto di riconsegna e tipologia di catena di misura.

(B) La definizione dei livelli è in funzione di 4 parametri: metri cubi prelevati, tipologia di misura, tipologia degli apparati di misura, metodo di acquisizione dei dati di misura.

Infine, è stata definita una tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Snam Rete Gas (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI RETE GAS ITALIA

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di Gnl scaricato	euro/mc liquido	3,622390
Associato agli approdi contrattuali	euro/numero di approdi in un anno	16.271,491063
Variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati	euro/GJ	0,064330
PERDITE	per mc rigassificato	2%

Interventi sulla disciplina di accesso alle reti

Nonostante l'approvazione e la pubblicazione delle tariffe sopra citate, l'avvio del nuovo sistema ha presentato alcune difficoltà, data la complessità della materia adottata in tempi ridotti. L'Autorità è perciò intervenuta con la comunicazione del 21 settembre 2001 *Chiarimenti in ordine all'attuazione della delibera n. 120/01 e alla disciplina di accesso alle reti di trasporto del gas naturale*, precisando che le condizioni di accesso pubblicate da Snam Rete Gas, in deroga alle disposizioni della delibera n. 120/01 e apparse in concomitanza con la pubblicazione delle tariffe approvate dall'Autorità con la delibera n. 193/01, erano da intendersi come una proposta contrattuale. L'Autorità ne avrebbe verificato i contenuti avviando, qualora fossero stati evidenziati comportamenti lesivi degli interessi degli utenti, procedimenti volti a ordinare la loro cessazione.

L'Autorità è quindi intervenuta con provvedimenti individuali sui contratti siglati tra Snam Rete Gas e gli utenti che hanno avuto conferita capacità di trasporto, ai sensi dell'art. 15 della delibera n. 120/01. Ha infatti ravvisato incompatibilità con le sue disposizioni a norma della legge n. 481/95 e del decreto legislativo n. 164/00, e ha imposto la modifica di alcune clausole ritenute lesive degli interessi degli utenti.

In particolare, l'Autorità è intervenuta anche per impedire che vi fosse un impegno di capacità pluriennale predefinito a favore delle società che vantavano contratti esistenti alla data del conferimento. A questo fine ha previsto che tali contratti siano automaticamente inseriti nei Codici di rete. L'Autorità ha inoltre impedito che, nei casi di trasferimento di un cliente da un fornitore a un

altro, il nuovo fornitore fosse obbligato ad assumere un impegno di capacità equivalente a quello del precedente, senza poter scegliere liberamente in base alle proprie logiche commerciali.

Tariffe di stoccaggio: vincoli e criteri

Con la delibera 27 febbraio 2002, n. 26, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale. In base a questi, la società Stogit del gruppo Eni, che dispone del 98 per cento delle capacità di stoccaggio in Italia, calcola e propone, per l'approvazione da parte dell'Autorità, le tariffe che entrano in vigore dall'inizio dell'anno termico.
I criteri tariffari sono stati elaborati dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi del servizio. Il loro insieme, cui deve essere applicato un tasso di rendimento medio ponderato reale pari all'8,33 per cento, determina i ricavi riconosciuti all'impresa di stoccaggio che, a partire da essi, definisce le proprie tariffe. A queste così definite, in vigore per quattro anni, si applica un *price cap* che tiene conto dell'inflazione e di un recupero di produttività pari al 2,75 per cento annuo.

La struttura della tariffa, in analogia con le esperienze più avanzate del settore, prevede due componenti fisse, una relativa all'impegno annuale di capacità (spazio occupato nel giacimento), l'altra alla massima capacità di erogazione richiesta in un giorno nel corso dell'anno, più una variabile, calcolata sulle quantità immesse ed estratte dal giacimento.

Le imprese che gestiscono giacimenti di stoccaggio non ancora a regime (come, per esempio, Edison T&S), o ne sviluppano di nuovi, sono libere di determinare autonomamente le proprie tariffe, avendo sempre la possibilità di richiedere l'applicazione di quelle definite dall'Autorità. La libertà di tariffazione è stata decisa dall'Autorità per favorire l'ingresso di nuovi operatori, che hanno la possibilità di gestire con flessibilità l'offerta dei loro servizi nella fase di *start up*, caratterizzata da costi superiori per tutto il periodo di andata a regime.

Il provvedimento ha anche stabilito modalità transitorie di accesso al servizio che avviano la liberalizzazione dello stoccaggio e permettono di acquisire l'esperienza necessaria per la definizione di un Codice di stoccaggio rispondente alle reali esigenze del mercato. Nel frattempo, tutti i nuovi contratti di stoccaggio saranno controllati dall'Autorità che potrà imporre modifiche alle eventuali clausole che contrastino con l'esigenza di garantire la trasparenza e la libertà di accesso a parità di condizioni.

La tariffa di stoccaggio in vigore fino al 2006

Ai sensi della delibera n. 26/02, Stogit ha inviato la propria proposta tariffaria per la determinazione delle tariffe per l'anno termico 2002-2003. L'Autorità ha però ritenuto necessario rigettarla, in quanto difforme ai criteri stabiliti nella stessa delibera. Perciò, anche per rassicurare gli utenti del sistema in concomitanza con l'avvio del nuovo anno termico, con la delibera 26 marzo 2002, n. 49, l'Autorità ha definito per Stogit i valori dei corrispettivi unitari che compongono la tariffa di stoccaggio, riportati nella tavola 4.4 che restano in vigore sino al 2006.

TAV. 4.4 **CORRISPETTIVI UNITARI DI STOCCAGGIO FACENTI PARTE DELLA TARIFFA**

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio	euro/GJ/anno	0,257
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera	euro/GJ/anno	10,160
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione	euro/GJ	0,092
Corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico	euro/GJ/anno	0,163

Sebbene le due strutture tariffarie (quella originariamente proposta da Stogit e quella definita dall'Autorità) non siano confrontabili in tutte le singole componenti, il nuovo meccanismo, basato sugli effettivi costi del servizio, comporta significativi risparmi agli utilizzatori degli stoccaggi. L'unico elemento comparabile, relativo allo spazio occupato nel giacimento, fissato dall'Autorità in 0,257 euro per GJ per anno (pari a 0,010 euro per metri cubi standard per anno), presenta una riduzione del 53 per cento rispetto a quello della Stogit (0,546 euro per GJ per anno). La nuova struttura tariffaria si discosta inoltre da quella in vigore per l'eliminazione della discriminazione mensile dei prezzi, che attualmente penalizza i clienti al termine del periodo di iniezione e al culmine del periodo di erogazione.

Con questo provvedimento l'Autorità si avvia a completare la determinazione tariffaria di tutte le attività in monopolio della filiera del gas. L'insieme dei provvedimenti che ne hanno riformato la struttura tariffaria, tuttavia, non esauriscono l'attività di regolazione nel settore. Accanto alle misure che fissano le tariffe o i criteri per la loro determinazione da parte delle aziende, l'Autorità deve predisporre un insieme di norme e regole che garantiscano l'ac-

cesso non discriminatorio dei terzi alle infrastrutture gestite in monopolio e, per questa via, stimolino la concorrenza, nei segmenti in cui essa è possibile. È in tale ambito che si collocano i provvedimenti sulla separazione amministrativa e contabile, sulle regole per il conferimento di nuova capacità di rigassificazione e sulla definizione dei Codici di stoccaggio (vedi oltre).

Consultazione sui conferimenti di capacità di rigassificazione di Gnl

L'attività di rigassificazione di Gnl è soggetta a obblighi di parità di trattamento e non discriminazione degli utenti, previsti sia dal decreto legislativo n. 164/00, sia da determinazioni dell'Autorità a norma dell'art. 24 dello stesso decreto legislativo.

L'Autorità ha diffuso, in data 4 febbraio 2002, il *Documento per la consultazione per il conferimento di nuova capacità di rigassificazione di Gnl* che illustra criteri e proposte per l'utilizzo di nuova capacità di rigassificazione ottenuta con nuovi impianti o con il potenziamento e l'ammodernamento di quelli esistenti.

Le proposte avanzate nel documento conciliano l'esigenza di ottenere condizioni di accesso che garantiscano nel lungo termine chi finanzia il progetto, con l'aspettativa di chi intende cogliere l'opportunità per accedere alla capacità creata con tali potenziamenti. In particolare, l'Autorità ha proposto che per una quota della nuova capacità dei terminali di rigassificazione sia riconosciuta priorità di accesso ai finanziatori a condizioni economiche negoziate, e che la quota complementare sia invece soggetta alle normali condizioni di accesso regolato.

Nel documento si suggerisce che la priorità valga per un certo periodo di tempo, commisurato alla remunerazione dell'investimento, in deroga temporanea dalla disciplina generale che ha liberalizzato l'accesso alle infrastrutture del sistema nazionale del gas. Si ipotizza che il periodo non superi i 15-18 anni, e che durante i primi 5 la priorità di accesso riguardi una quota non superiore all'80-90 per cento della nuova capacità di rigassificazione. Tali quote dovrebbero inoltre decrescere progressivamente nel tempo, fino alla completa accessibilità agli impianti in condizioni di libero mercato. L'adempimento dell'obbligo di estendere la quota disponibile all'accesso e all'uso di terzi potrebbe essere perseguito anche provvedendo a un suo ulteriore potenziamento o ammodernamento.

Il provvedimento ha l'obiettivo di creare condizioni di certezza economica per gli operatori e favorire la realizzazione degli impianti annunciati che, permettendo l'arrivo del gas via trasporto marittimo, contribuiscono a diversificare le fonti di approvvigionamento del paese.

Consultazione sui Codici di stoccaggio

Nel marzo 2002, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione recante *Criteri e priorità per la predisposizione dei Codici di stoccaggio e definizione delle condizioni di accesso e degli obblighi dei soggetti che svolgono tale attività*. Il documento sottopone alla consultazione dei soggetti interessati le proposte dell'Autorità per le modalità di accesso e d'uso del servizio dello stoccaggio (la struttura dei servizi, l'ordine di precedenza per il conferimento in caso di domanda superiore all'offerta, le modalità di bilanciamento).
Le proposte dell'Autorità prevedono la coesistenza di servizi offerti con accesso regolato e con accesso negoziato.
Nel documento per la consultazione sono contenute proposte relative alle priorità di accesso, ai criteri per la redazione del Codice di stoccaggio e agli obblighi delle imprese che svolgono tale attività.

Per *priorità di accesso*, si intende l'ordine di precedenza nel conferire i servizi di stoccaggio ai richiedenti, anche in situazioni di capacità scarsa[4].
Secondo l'ordine di precedenza proposto dall'Autorità, hanno diritto al servizio di stoccaggio di modulazione in via prioritaria i soggetti a cui è affidato il compito di provvedere alla sicurezza del sistema del gas; ovvero le imprese di trasporto e le imprese del gas tenute, direttamente o indirettamente, a fornire servizi di modulazione e di bilanciamento secondo il decreto legislativo n. 164/00. Secondariamente sono ammessi gli altri clienti idonei, italiani o di altri Stati membri dell'Unione europea e, infine, i clienti idonei e le imprese del gas di paesi non appartenenti all'Unione europea, a condizione che siano soddisfatte, ove richieste, le condizioni di reciprocità. Qualora la capacità conferibile sia inferiore alle richieste, si propone che il conferimento venga effettuato secondo criteri il più possibile orientati a stimolare una maggiore efficienza del servizio di stoccaggio nel lungo periodo. Le modalità di conferimento proposte sono: l'asta a evidenza pubblica, la ripartizione proporzionale alle richieste (*pro quota*), l'applicazione dell'ordine temporale di richiesta (*first come first served*).

4 Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, "le disponibilità di stoccaggio sono destinate in via prioritaria alle esigenze di coltivazione di giacimenti di gas in territorio nazionale", scopo al quale è diretto il servizio di stoccaggio minerario. Le disponibilità di stoccaggio sono poi riservate alle scorte strategiche, cui concorrono i soggetti importatori da Stati non appartenenti all'Unione europea, secondo quote e modalità fissate dal Ministero delle attività produttive (stoccaggio strategico). La rimanente disponibilità di stoccaggio è assegnata al servizio di modulazione nelle sue varie forme, stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria (stoccaggio di modulazione). Per quest'ultimo servizio è possibile che si verifichino fenomeni di congestione, qualora la domanda sia superiore all'offerta.

Il *Codice di stoccaggio*, inteso come "codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento del sistema di stoccaggio" (secondo la definizione del decreto legislativo n. 164/00) rappresenta una novità per l'ordinamento italiano.

Le disposizioni del Codice di stoccaggio, una volta approvato dall'Autorità, acquisiscono la natura di norme del rapporto contrattuale avente a oggetto l'erogazione del servizio di stoccaggio del gas naturale.

Il Codice di stoccaggio, predisposto dalle imprese che svolgono tale attività[5], secondo la proposta dell'Autorità deve rispondere a requisiti di:

- completezza;
- chiarezza (il Codice, strumento di diritto commerciale di notevole mole e complessità, deve essere corredato da documenti divulgativi che ne facilitino la comprensione anche ai non specialisti);
- flessibilità, la quale implica che il Codice comprenda anche modalità e regole per il suo aggiornamento.

Il rispetto di questi requisiti può essere facilitato dall'uniformità dei Codici di stoccaggio per quanto concerne l'organizzazione della materia, la terminologia e la simbologia adottata.

In considerazione delle caratteristiche dell'attività di stoccaggio e assumendo come riferimento l'organizzazione già proposta per il Codice di rete nel relativo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto un indice comune a tutti i Codici di stoccaggio, i cui capitoli e sezioni riguardano principalmente:

[5] I servizi di stoccaggio offerti dall'impresa sono classificabili in tre categorie:

- servizi di base (stoccaggio minerario, strategico e di modulazione ciclica) soggetti al regime tariffario regolato dall'Autorità e selezionati dall'utilizzatore;
- servizi accessori, necessari per la gestione del sistema di stoccaggi, che non vengono selezionati dall'utilizzatore, ma sono forniti dall'impresa secondo necessità, unitamente a un servizio di base, o speciale. A titolo esemplificativo si può citare il dispacciamento di stoccaggio;
- servizi speciali, non soggetti al regime tariffario dalla delibera n. 26/02, eventualmente selezionati dall'utilizzatore in aggiunta a un servizio di base. Le condizioni della loro fornitura sono negoziate direttamente tra impresa e utilizzatore, nel rispetto della trasparenza e della parità di trattamento tra i soggetti richiedenti. Fra i servizi speciali possono essere considerati, per esempio, la cessione di gas in stoccaggio, o lo stoccaggio di modulazione "aciclica", con modalità di iniezione ed erogazione non vincolate da scadenze temporali. Per questi servizi, lo stoccaggio si trova già oggi a concorrere, in Italia, con altre forme di modulazione ottenibili principalmente con il ricorso al DSM (*Demand Side Management*).

- adempimenti informativi (informazioni per l'Autorità e per terzi) per le imprese di stoccaggio;
- adempimenti operativi, che riguardano propriamente le modalità dell'accesso e dell'uso del sistema.

È prevista una procedura di aggiornamento del codice, che sarà elaborata dall'impresa di stoccaggio e sottoposta ad approvazione da parte dell'Autorità.

Dopo l'adozione dei codici e la loro approvazione, si prevede un periodo di avviamento con verifiche semestrali, finalizzate alla graduale applicazione delle modalità e delle regole previste a regime. Esso si realizzerà in coordinamento con l'avviamento dell'applicazione sia dei Codici di rete del trasporto e della distribuzione, sia dei Codici di Gnl. In tal senso anche la procedura di aggiornamento del Codice può essere un veicolo efficace di verifica della sua applicazione.

Gli *obblighi* dei soggetti che svolgono l'attività di stoccaggio, fissati dall'Autorità, sono anch'essi distinti in obblighi di tipo informativo e obblighi di tipo operativo.

Nel primo periodo di regolazione, l'offerta e l'utilizzo del servizio di stoccaggio faranno riferimento alla totalità degli stoccaggi dell'impresa, formanti un unico nodo, come previsto anche dal sistema tariffario della delibera n. 26/02. Nel documento per la consultazione è prospettata la possibilità che, dopo il primo periodo di regolazione, si passi gradualmente dal sistema di stoccaggio integrato a uno articolato in più nodi, formati da stoccaggi fra loro prossimi sotto l'aspetto geografico o tecnico (sul modello francese); e infine a un sistema in cui i servizi offerti riguardino anche singoli stoccaggi (sul modello inglese).
Il periodo di avviamento, con la semplificazione delle regole e delle modalità sopra considerate, potrà meglio consentire il raggiungimento della piena conformità del Codice di stoccaggio ai criteri fissati dall'Autorità; non si può infatti escludere che, per talune parti, il Codice adottato dall'impresa richieda modifiche o integrazioni, eventualmente inquadrabili nel processo di aggiornamento.

DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL MERCATO LIBERO E VINCOLATO

Nel corso del 2001 e del primo trimestre del 2002 le attività dell'Autorità nelle fasi della distribuzione e della vendita del gas hanno riguardato principalmente la disciplina del diritto di recesso per i clienti idonei, l'attuazione della riforma delle tariffe per l'attività di distribuzione e la fornitura ai clienti del mercato vincolato, nonché le norme per la separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nelle diverse fasi del settore del gas. Restano quindi da definire i criteri per i Codici di distribuzione, gli obblighi di modulazione, la definizione del contratto di servizio tipo, gli obblighi di informazione delle imprese del gas ad altri esercenti le stesse attività e gli interventi di efficienza energetica (sui quali è attualmente in corso una consultazione pubblica).

Struttura del mercato e regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato

Il mercato libero del gas, calcolato sui dati del 1999, rappresenta circa il 64 per cento del totale ed è composto da circa 3.200 clienti industriali allacciati alle reti Snam-Edison-Sgm (per consumi pari a 17 miliardi di metri cubi di consumo annuo); 6.148 clienti industriali e ospedalieri allacciati a reti di distribuzione (con consumi che raggiungono 6 miliardi di metri cubi); circa 1.680 clienti civili, soprattutto grandi condomini (i cui consumi si situano intorno a 800 milioni di metri cubi); 25 generatori di elettricità (che assorbono 19 miliardi di metri cubi) e 750 aziende distributrici (con consumi pari a circa 29 miliardi di metri cubi che forniscono al mercato vincolato).

Diritto di recesso per i clienti idonei

Con la delibera 9 agosto 2001, n. 184, l'Autorità ha emanato una direttiva che attribuisce il diritto ai grandi consumatori di gas, i clienti idonei, di recedere dai contratti in corso e cambiare fornitore.

In base al decreto legislativo n. 164/00, attualmente è cliente idoneo chi consuma più di 200.000 metri cubi di gas all'anno. La direttiva riguarda sia la vendita sia la consegna di gas e obbliga i fornitori a riconoscere ai propri clienti, salvo esplicito diverso accordo tra le parti, la facoltà di recedere dai contratti in corso o futuri, con un preavviso non superiore a sei mesi per i contratti pluriennali e di tre mesi per quelli annuali.

Prima dell'adozione di tale provvedimento, la facoltà di recesso non era generalmente prevista e ciò limitava notevolmente la possibilità, per i circa 11.800

clienti del gas che hanno il diritto di approvvigionarsi sul mercato libero, di cogliere tempestivamente le offerte di altri fornitori. L'intervento dell'Autorità, che ha tratto origine da numerose segnalazioni di clienti, promuove la concorrenza e accelera il processo di liberalizzazione.

L'attuazione della riforma delle tariffe per i clienti del mercato vincolato

Dall'1 gennaio 2001 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato, definito con la delibera dell'Autorità n. 237/00.
In considerazione degli importanti elementi di novità introdotti, la stessa delibera n. 237/00 ha previsto un regime transitorio per i primi sei mesi del 2001, grazie al quale graduare il passaggio al nuovo sistema. In particolare, sino al 30 giugno 2001, le imprese hanno applicato ai clienti le stesse strutture tariffarie in vigore al 31 dicembre 2000, con livelli tariffari modificati secondo quanto stabilito dall'art. 18 della delibera n. 237/00, e aggiornati con le variazioni bimestrali precisate dalla delibera del 22 aprile 1999, n. 52. A partire dall'1 luglio 2001, la delibera n. 237/00 ha previsto l'offerta di opzioni tariffarie modulate per scaglioni di consumo, in luogo di quelle differenziate secondo l'utilizzo del gas.

Gli uffici dell'Autorità hanno predisposto la raccolta, anche attraverso il proprio sito Internet dei dati necessari per la verifica sia delle tariffe per il primo semestre 2001, sia delle opzioni tariffarie per l'anno termico 2001-2002.
Il controllo effettuato dagli uffici dell'Autorità ha riguardato:

- la determinazione dei vincoli dei ricavi di ogni singola località servita (circa 6.000);
- la definizione delle tariffe di ogni ambito tariffario (circa 2.300), valide per il primo semestre 2001;
- la compatibilità di ogni opzione tariffaria base in ciascun ambito tariffario con i vincoli sui ricavi.

L'analisi dei dati raccolti, trasmessi da 716 imprese, ha evidenziato un cospicuo numero di errori nel calcolo delle tariffe e delle opzioni tariffarie, nonché difformità dei dati trasmessi. Nella tavola 4.5 sono indicati in dettaglio gli errori rilevati.

Sono risultati errati i vincoli sui ricavi di 784 località, le tariffe di 621 ambiti tariffari e le opzioni tariffarie di 877 ambiti tariffari.
In tutti questi casi gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a comunicare alle imprese l'esito del controllo, chiedendo loro di procedere alla rettifica degli errori, cioè a ripresentare le proposte tariffarie.

TAV. 4.5 **ELENCO DEGLI ERRORI RILEVATI NELLA VERIFICA DELLE TARIFFE APPLICATE NEL I° SEMESTRE E DELLE OPZIONI BASE**

	ERRORI	NUMERO	QUOTA %
BACINI ATTUALI	determinazione tariffaria DM 1996	212	4,88
LOCALITÀ	calcolo del capitale annuo per l'attività di distribuzione	446	10,27
	calcolo dei costi di capitale	348	8,01
	calcolo dei costi di gestione	216	4,97
	calcolo vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD)	325	7,49
	calcolo vincolo sui ricavi vendita al dettaglio (VRVD)	7	0,16
	altri	206	4,74
TARIFFE AMBITO	calcolo dei nuovi livelli tariffari	676	15,57
	altri	206	4,74
AMBITO	calcolo del potere calorifico superiore	23	0,53
	calcolo dei ricavi	151	3,48
	altri	140	3,22
OPZIONE TARIFFARIA BASE	calcolo quota compensazione	52	1,20
	calcolo del VRD dell'1 luglio 2001	166	3,82
	determinazione delle tariffe di distribuzione: ricavi superiori al vincolo	193	4,44
	calcolo del VRVD dell'1 luglio 2001	44	1,01
	degressività non rispettata	20	0,46
	altri	911	20,98
TOTALE		**4.342**	**100,00**

È opportuno segnalare che nel 2001 l'attuazione della riforma tariffaria è stata parziale. Alcuni distributori (tra cui la società Italgas e alcune municipalizzate) hanno ricorso contro di essa al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) e deciso di non applicarla nelle more della decisione del Consiglio di Stato a cui l'Autorità si è appellata, a seguito dell'accoglimento dei ricorsi da parte del TAR della Lombardia.

Va peraltro sottolineato che la maggior parte dei ricorsi al TAR ha contestato la sola parte della delibera n. 237/00 che prescrive la valorizzazione del capitale investito dalle imprese in base a un metodo parametrico. Le sentenze del TAR hanno riconosciuto in generale la validità del metodo parametrico, ma hanno evidenziato l'opportunità che in presenza di dati "concreti, posseduti dalle aziende, le valutazioni dell'Autorità facciano riferimento ad essi".

Aggiornamenti bimestrali

In conseguenza dell'attuazione della riforma tariffaria, è stato necessario intervenire anche sul sistema di aggiornamento bimestrale delle tariffe stesse. La delibera dell'Autorità n. 52/99, relativa all'indicizzazione delle tariffe della

materia prima, è stata modificata dalla delibera dell'Autorità 21 giugno 2001, n. 135, in considerazione del fatto che le nuove tariffe sono correlate al potere calorifico effettivo, alla quota altimetrica e alla zona climatica della località.

Nel corso dell'anno 2001 e nei primi mesi dell'anno 2002 si sono registrate le variazioni tariffarie esposte nella tavola 4.6.

TAV. 4.6 **VARIAZIONI TARIFFARIE BIMESTRALI**

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA TARIFFE DEL GAS NATURALE		VARIAZIONE DELLE TARIFFE DEL GPL(A)	
		lire/mc	cent. di euro/mc	lire/mc	cent. di euro/mc
28 dicembre 2000, n. 245	1 gennaio 2001	+ 44,1	+2,2776	+ 102,1	+5,2730
20 febbraio 2001, n. 28	1 marzo 2001	----	----	- 119,0	-6,1458
26 aprile 2001, n. 91	1 maggio 2001	- 29,5	-1,5235	- 224,4	-11,5893
27 giugno 2001, n. 147	1 luglio 2001	- 35,1	-1,8127	----	----
29 agosto 2001, n. 190	1 settembre 2001	----	----	-172,1	-8,8882
30 ottobre 2001, n. 243	1 novembre 2001	----	----	- 84,1	-4,3434
27 dicembre 2001, n. 320	1 gennaio 2002	- 23,1	-1,1930	- 92,1	-4,7566
27 febbraio 2002, n. 25	1 marzo 2002	----	- 1,0978	----	+5,8141
23 aprile 2002, n. 70	1 maggio 2002	----	-0,6548	----	-2,9621

(A) Sono stati assunti:
- M, coefficiente di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica, pari a 1;
- potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/mc (9.200 kcal/mc) per il gas naturale e 100,07 MJ/mc (23.900 kcal/mc) per il GPL.

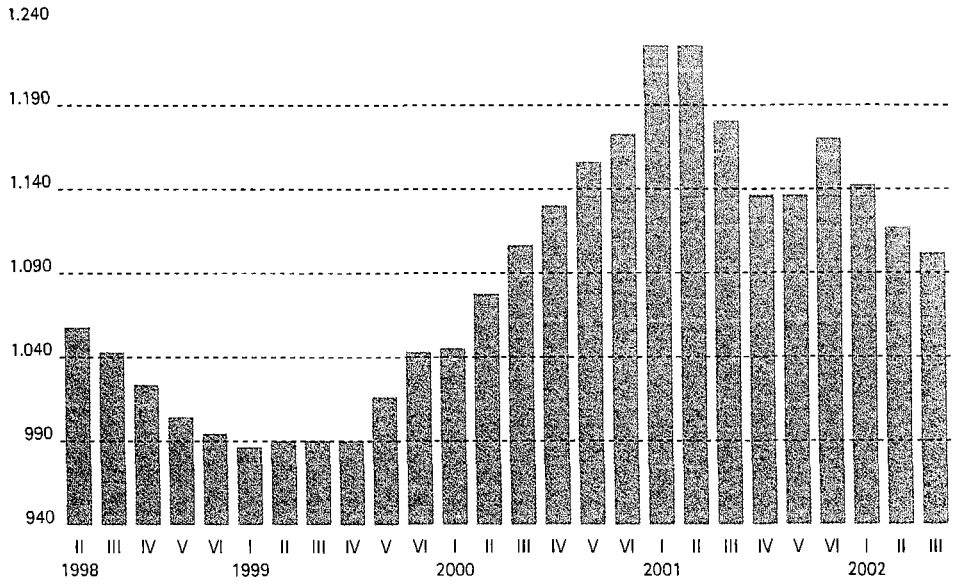
Dopo un aumento, rilevato nel primo bimestre dell'anno, nel 2001 si sono registrate costanti diminuzioni che hanno avuto origine dal calo dei prezzi verificatosi sui mercati petroliferi internazionali. La quotazione media del Brent, nell'anno 2001, è stata di 24,5 dollari al barile, inferiore di circa 4 dollari rispetto a quella dell'anno 2000. Nel mese di dicembre si è avuta la quotazione media più bassa dell'anno, pari a 18,8 dollari al barile.

La discesa dei prezzi del gas è stata tuttavia controbilanciata in parte dall'andamento del cambio: nell'anno 2001 la moneta europea ha subìto nei confronti del dollaro un deprezzamento pari al 3 per cento, passando da un cambio medio di 0,92 dollari per euro registrato nell'anno 2000, a un cambio medio pari a 0,89

Nel contempo, le accise sulle forniture di gas, che nell'anno 2000 erano state

ridotte, a decorrere dall'1 novembre 2001, sono state riportate ai valori fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999.
Si è determinato così l'andamento della tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte riprodotto nella figura 4.4.

FIG. 4.4 TARIFFA MEDIA DEL GAS NATURALE AL LORDO DELLE IMPOSTE



Le variazioni di marzo e maggio 2002 sono state trasformate da euro/mc a lire/mc per renderle confrontabili con le precedenti.

Comunicazioni da parte delle imprese

Le imprese di distribuzione del gas hanno comunicato le tariffe applicate nel corso dell'anno 2001, così come richiesto dalla delibera dell'Autorità n. 52/99. La trasmissione è avvenuta utilizzando la modulistica predisposta dall'Autorità, pubblicata sul proprio sito Internet.
Sino al 31 gennaio 2002 sono pervenute 602 comunicazioni.

Separazione amministrativa e contabile

La separazione contabile e amministrativa ha l'obiettivo di rendere trasparenti e omogenei i bilanci, nel rispetto della riservatezza dei dati, assicurando la corretta disaggregazione e imputazione dei costi delle varie attività, sul cui riconoscimento l'Autorità formula sistemi tariffari trasparenti e stabili nel tempo. La separazione contabile e amministrativa contribuisce, inoltre, a soddisfare le esigenze informative necessarie per verificare che la concorrenza sul libero mercato non subisca distorsioni nella delicata fase di avvio della liberalizzazione. Le imprese integrate potrebbero infatti trasferire parte dei costi

delle attività liberalizzate a carico di quelle regolamentate, e quindi godere di un indebito vantaggio competitivo rispetto a chi opera solo nelle attività in concorrenza.

Nel dicembre 2001 l'Autorità ha approvato (delibera 21 dicembre 2001, n. 310) la direttiva relativa alla separazione amministrativa e contabile per i soggetti che erogano servizi nel settore del gas. Il testo è stato predisposto a seguito di un approfondito percorso di elaborazione, basato su un ampio confronto con i soggetti regolati, una consultazione scritta e audizioni tenutesi nel maggio 2001.

La direttiva relativa al settore del gas è stata armonizzata, con quella del settore dell'energia elettrica (adottata con la delibera 11 maggio 1999, n. 61), così da ottenere una piena omogeneità nei criteri di separazione e rendicontazione fra i due settori e rispondere alle esigenze delle imprese e dei gruppi multiservizio che operano in base a un unico sistema amministrativo.

Gli obiettivi della direttiva sono:

- rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti che operano nel settore del gas;
- fornire all'Autorità il supporto informativo di base per esercitare le funzioni di regolazione, e consentire la verifica dei costi delle prestazioni evitando trasferimenti ingiustificati di risorse fra diverse linee del servizio;
- mantenere separate sotto il profilo amministrativo gestionale le attività delle imprese integrate che erogano servizi nel settore, in modo da ostacolare l'insorgere di discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza, promuovendo invece l'efficienza e adeguati livelli di qualità dei servizi;
- assicurare la pubblicizzazione di dati economici e patrimoniali attinenti lo svolgimento delle singole attività del settore.

Le disposizioni contenute nella direttiva, che si applicano a ogni soggetto che operi in più di un'attività del settore del gas o in questo settore e in altri (indipendentemente dalla sua forma giuridica), stabiliscono criteri e metodologie per la separazione amministrativa e contabile. È prevista una serie di rendiconti che gli operatori dovranno predisporre: parte di essi sono destinati alla pubblicazione in allegato al bilancio di esercizio, altri invece, maggiormente dettagliati, sono riservati all'Autorità.

La separazione amministrativa implica che il soggetto individui al proprio interno distinte entità operative, denominate *attività*[6], con responsabilità di gestione del patrimonio e delle risorse economiche assegnate, soggette a obblighi di rendicontazione periodica e annuale. In tal modo, si favorisce:

- che l'approvvigionamento di beni e servizi dall'interno (da altre attività dello stesso soggetto giuridico) o dall'esterno avvenga nel rispetto del criterio della minimizzazione dei costi;
- che le transazioni fra le diverse attività nell'ambito dello stesso soggetto giuridico, o dello stesso gruppo societario, siano ispirate a comportamenti concorrenziali richiesti ai soggetti giuridici operanti nel mercato.

Il sistema di separazione contabile è impostato su due livelli base di separazione e rendicontazione dei dati gestionali:

- un primo livello che evidenzia le risultanze economiche e patrimoniali di ogni singola attività del settore, delle eventuali altre attività in forma aggregata, e per totale dei servizi comuni del soggetto;
- un secondo livello che disaggrega gli importi economici (e in parte patrimoniali) di cui sopra per singoli comparti (che costituiscono unità logico organizzative) di ogni attività del settore del gas, e per singolo servizio comune.

La produzione delle risultanze gestionali, al livello delle unità contabili, è ottenuta nel rispetto dei principi contabili nazionali e internazionali in tema di formazione del bilancio civilistico e di informazioni contabili per settore, in particolare mediante:

- la disaggregazione delle transazioni del soggetto verso l'esterno, registrate in contabilità generale, attribuendole alle attività o ai servizi comuni (o ripartendoli fin dall'origine fra più attività con l'utilizzo di criteri ragionevoli);
- la rilevazione e valorizzazione delle transazioni fra le attività del soggetto, di regola non contabilizzate in contabilità generale, in base a rilevazioni interne di natura gestionale (contabilità analitica, controllo di gestione, dati extracontabili);

6 Particolare rilievo ha l'identificazione dei confini e dei contenuti delle varie attività del settore del gas, così identificate: coltivazione; Gnl; stoccaggio; trasporto e dispacciamento; commercializzazione all'ingrosso (che comprende le operazioni di importazione, esportazione e cliente grossista); distribuzione; misura; vendita a clienti finali; distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti; attività per servizi a imprese del gas naturale; attività gas all'estero. Vengono inoltre identificate ulteriori attività comprendenti quelle elettriche.

- la riallocazione alle singole attività delle quote di competenza dei servizi comuni del soggetto e della gestione finanziaria e fiscale, applicando corrette metodologie di contabilità analitica, basate su criteri di pertinenza e spettanza;
- l'ulteriore disaggregazione, a livello dei comparti di ogni attività, dei costi complessivi e dei cespiti della specifica attività.

Questo processo di disaggregazione e riallocazione dei dati gestionali integra e completa il bilancio civilistico del soggetto, con il quale i rendiconti previsti dalla direttiva debbono raccordarsi, garantendone la quadratura contabile.

È previsto l'obbligo di sottoporre a certificazione i rendiconti predisposti dagli operatori, in maniera distinta dalla certificazione civilistica già stabilita dal decreto legislativo n. 164/00, per i bilanci degli operatori del settore.
Sono state introdotte inoltre semplificazioni nei confronti dei soggetti di minori dimensioni o che operano in una sola attività del settore del gas, con l'obiettivo di contenere l'impegno amministrativo a loro carico.

La direttiva stabilisce che il rispetto degli obblighi di separazione e rendicontazione sia vincolante a partire dal primo esercizio che si concluderà dopo l'1 maggio 2003; ciò al fine di far coincidere tale adempimento con la completa operatività della separazione societaria, obbligatoria fra distribuzione e vendita, a partire dall'1 gennaio 2003, per lasciare agli operatori il tempo necessario per l'adeguamento alle disposizioni medesime.

PREZZI E TARIFFE DEL GAS NELLA TRANSIZIONE

Componenti della tariffa ed effetti delle variazioni sul sistema

Grazie al favorevole andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (cfr. la prima parte della *Relazione Annuale*), nei mesi centrali del 2001 il prezzo al consumo del gas naturale per le famiglie italiane (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura dei cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat[7] ha registrato due importanti riduzioni. Sia in maggio sia in luglio, infatti, l'indice ha manifestato due variazioni negative all'incirca del 2 per cento. Dopo una sostanziale stabilità in autunno, il prezzo del gas è poi risalito in novembre, del 2,3 per cento.

Come mostra la tavola 4.7, per effetto di tali andamenti, nonché del fatto che il 2001 si era aperto con valori dell'indice elevati, considerato in media d'anno il prezzo del gas è risultato ancora in aumento, rispetto al 2000, del 7,3 per cento. Anche nel 2000, infatti, la tendenza al rialzo delle quotazioni internazionali dei prodotti combustibili si era riverberata nelle tariffe del gas, portando l'indice medio annuo a registrare una crescita del 10,5 per cento (7,9 per cento in termini reali).
Nel corso del 2001, tuttavia, si è assistito a un incremento generale del livello dei prezzi, tale che il tasso d'inflazione per l'intera economia si è attestato al 2,8 per cento. Misurata in termini reali, quindi, la crescita del prezzo del gas risulta più contenuta e pari al 4,4 per cento.

7 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo del gas all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". La rilevazione viene effettuata sulla base di alcune voci elementari che comprendono: gas per cottura cibi e produzione di acqua calda; gas per riscaldamento; gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. Il calcolo dell'indice avviene sulla base dell'individuazione del costo medio del gas per le famiglie, tenendo conto della tariffa vera e propria (T1 e T2), della quota fissa (nolo contatore) e delle imposte (imposta governativa, addizionale regionale e IVA). Il consumo medio delle famiglie italiane considerato (differenziato localmente) è pari a circa 220 mc/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1.300 mc/anno nel caso del gas per riscaldamento.
Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi. Sino al 1998 l'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale è stata pari a 1,86 per cento, mentre nel 1999 è scesa a 1,75 per cento. A partire dal 2000 il peso è poi tornato a crescere: a 1,94 per cento nel 2000 e a 2,23 nel 2001.

TAV. 4.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI

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

MESI	2000				2001			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE(A)	VAR. %
GENNAIO	112,0	*6,1*	100,7	*3,8*	129,2	*15,4*	112,7	*11,9*
FEBBRAIO	112,2	*5,9*	100,5	*3,5*	129,8	*15,7*	112,9	*12,3*
MARZO	115,3	*8,8*	103,0	*6,1*	130,1	*12,8*	112,9	*9,6*
APRILE	115,0	*8,6*	102,7	*6,2*	130,2	*13,2*	112,6	*9,7*
MAGGIO	117,9	*11,2*	104,9	*8,7*	127,5	*8,1*	110,0	*4,9*
GIUGNO	118,0	*11,4*	104,6	*8,5*	127,3	*7,9*	109,6	*4,7*
LUGLIO	120,1	*13,3*	106,4	*10,5*	125,1	*4,2*	107,7	*1,2*
AGOSTO	120,1	*13,1*	106,3	*10,3*	124,9	*4,0*	107,5	*1,1*
SETTEMBRE	122,9	*13,1*	108,5	*10,1*	124,8	*1,5*	107,3	*-1,1*
OTTOBRE	121,8	*11,7*	107,2	*8,9*	124,8	*2,5*	107,1	*-0,1*
NOVEMBRE	125,1	*12,4*	109,7	*9,3*	127,7	*2,1*	109,4	*-0,3*
DICEMBRE	125,2	*12,4*	109,7	*9,3*	128,0	*2,2*	109,6	*-0,1*
MEDIA ANNUA	**118,8**	*10,7*	**105,4**	*7,9*	**127,5**	*7,3*	**109,9**	*4,4*

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

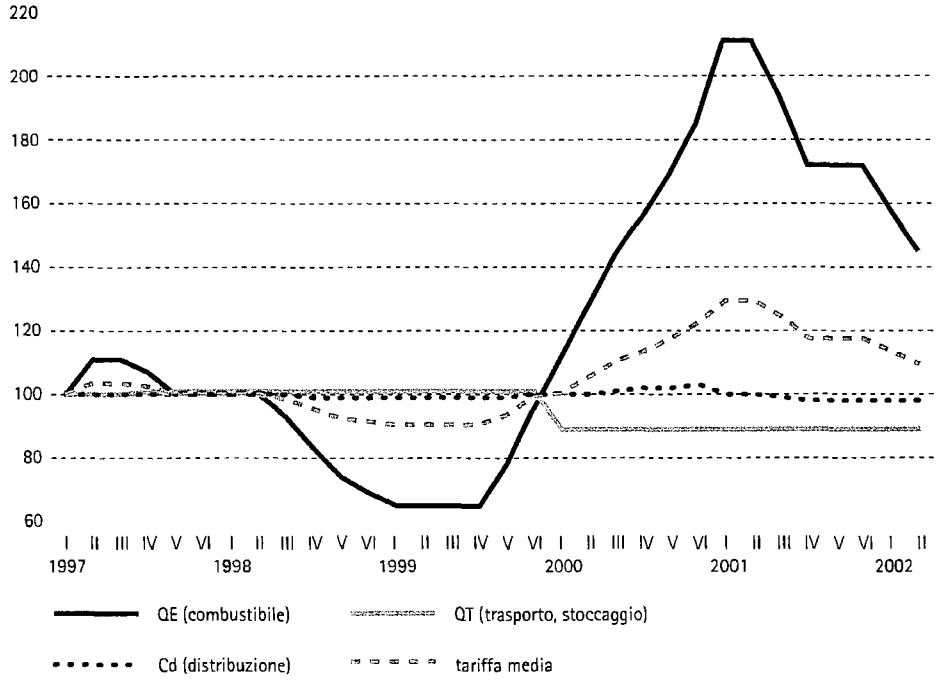
Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

L'analisi per componenti della tariffa del gas media nazionale al netto delle imposte (Fig. 4.5) mostra come la discesa realizzata nel corso dell'ultimo anno sia da attribuire quasi integralmente al marcato spostamento verso il basso della componente a copertura del costo dei combustibili.

Nel 2001 l'incidenza di quest'ultima componente sul totale della tariffa al netto delle imposte si è ridotta di quasi dieci punti percentuali, passando dal 48 per cento del primo bimestre al 39 per cento del sesto bimestre. Nello stesso periodo, anche il peso della componente a copertura del costo di distribuzione si è ridotto di quasi mezzo punto percentuale, per effetto dei provvedimenti dell'Autorità.

FIG. 4.5 **COMPONENTI DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS AL NETTO DELLE IMPOSTE**

Numeri indice I bimestre 1997 = 100



Fonte: Stime Autorità.

Tariffe di distribuzione nei capoluoghi di regione

Alla fine del 2000, con la delibera n. 237/00, l'Autorità ha definito la riforma delle tariffe di distribuzione e fornitura ai clienti del mercato vincolato, che è entrata in vigore l'1 luglio 2001.

Prima di tale termine le tariffe per usi civili del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana erano differenziate per tipologia di consumo, dimensione dell'utente e ambito territoriale. Più precisamente, nel sistema tariffario in vigore sino all'1 luglio 2001, erano definite a livello nazionale le tariffe T1 (fissate su 4 livelli diversi in funzione dei consumi specifici delle località servite[8]) e T4 (fissate mediante valori uguali sul territorio nazionale). Le tariffe T2 e T3 erano invece liberamente determinate dalle aziende di distribuzione, pur nel rispetto di alcuni vincoli di corrispondenza tra costi e ricavi.

8 Si ricorda che la tariffa T1 era riferita all'uso per cottura cibi e produzione di acqua calda, la T2 all'uso del gas per riscaldamento individuale, mentre la T3 era applicabile all'uso del gas per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e comerciali. Infine la tariffa T4 era destinata agli utenti industriali con consumo annuo non superiore a 200.000 mc.

La delibera n. 237/00 ha stabilito che dall'1 luglio 2001 le tariffe T1, T2, T3 e T4, differenziate secondo l'uso, siano sostituite da tariffe articolate per livelli di consumo. L'applicazione del nuovo schema tariffario non è però compiuta, in quanto alcune società di distribuzione, essendo ricorse in giudizio e ancora in attesa della conclusione dei procedimenti, mantengono invariato il sistema tariffario secondo le precedenti strutture. Tra esse è inclusa l'Italgas, che distribuisce il gas in molti capoluoghi di regione.

L'abolizione delle categorie secondo usi non ha avuto peraltro un corrispettivo sul versante dell'imposizione fiscale: nella situazione attuale, infatti, queste sono ancora vigenti per l'applicazione delle accise (imposta di consumo e addizionale regionale) e dell'IVA. Nel corso del 2001, infatti, le imposte sul gas hanno mantenuto la struttura precedente, con i valori illustrati nella tavola 4.8. In data 25 marzo 2002 il Ministero dell'economia e delle finanze, in base a quanto disposto dalla legge finanziaria per l'anno 2002 (art. 14 della legge 28 dicembre 2001, n. 488), ha emanato un provvedimento per effetto del quale l'accisa applicata sul gas metano per combustione per usi civili per i consumi nei territori del Nord e del Centro Italia (a esclusione quindi delle aree del Mezzogiorno indicate nel decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218) è stata ridotta secondo le aliquote riportate nella tavola 4.8. La riduzione ha effetto retroattivo al primo gennaio 2001 ed è valida sino al dicembre 2002.

TAV. 4.8 IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc (se non diversamente specificato) e aliquote percentuali in vigore nel 2001 e 2002

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
IMPOSTA DI CONSUMO					
Dall'1 gennaio al 31 ottobre 2001					
NORMALE	56,99	124,62	307,51	307,51	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	46,78	46,78	212,46	212,46	24,2
Dall'1 novembre 2001 al 31 dicembre 2001					
NORMALE	86,84	152,68	335,57	335,57	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	74,84	74,84	240,52	240,52	24,2
Dall'1 gennaio 2002 al 31 dicembre 2002					
NORMALE					
valori in euro/mc	0,04	0,04	0,17	0,17	0,012498
corrispondenti a lire/mc	77,45	77,45	329,57	329,57	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO					
valori in euro/mc	0,038652	0,038652	0,124218	0,124218	0,012498
corrispondenti a lire/mc	74,84	74,84	240,52	240,52	24,2

CONTINUA

TAV. 4.8 **IMPOSTE SUL GAS**

(SEGUE) Lire/mc (se non diversamente specificato) e aliquote percentuali in vigore nel 2001 e 2002

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
ADDIZIONALE REGIONALE[A]					
PIEMONTE	36,22	50	50	50	12,1
LOMBARDIA[B]	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	12,1
LIGURIA[C]	36,22	50	50	50	12,1
EMILIA ROMAGNA	36,22	60	60	60	12,1
TOSCANA	36,22	50	50	50	12,1
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	12,1
LAZIO	36,22[D]	60[D]	60	60	12,1
ABRUZZO	30,475	30,475	50	50	12,1
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	30,475	30,475	50	50	12,1
PUGLIA	30,475	30,475	50	50	12,1
BASILICATA	30,475	30,475	50	50	12,1
CALABRIA	30,475	30,475	50	50	12,1
ALIQUOTA IVA (%)	**10**	**20**	**20**	**20**	**20**

(A) Le regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.
(B) Aliquota ridotta a 10 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F".
(D) Aliquota ridotta a 30 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 20 lire/mc per quelli nella fascia "F".
(D) Aliquota ridotta a 30.475 lire/mc nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di Frosinone e Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

Per effetto dei mutamenti, peraltro incompleti, intervenuti nella struttura tariffaria, la tavola di sintesi delle tariffe in vigore nei capoluoghi di regione, che nelle edizioni precedenti della *Relazione Annuale* illustrava la distribuzione geografica dei livelli tariffari in Italia, è stata modificata.

È possibile descrivere sinteticamente la variabilità geografica delle tariffe del gas in Italia utilizzando il metodo del consumatore tipo (Tav. 4.9), costruendo cioè la spesa annua di una famiglia rappresentativa che consuma 1.900 mc all'anno, cioè 158,3 mc al mese, e che utilizza il gas per riscaldamento individuale (ex tariffa T2).

TAV. 4.9 SPESA DEL CONSUMATORE TIPO CHE UTILIZZA IL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

CAPOLUOGHI DI REGIONE	COEFF. P	COEFF. M	CONSUMO ANNUO(A)		SPESA TOTALE NETTO IMPOSTE		SPESA TOTALE LORDO IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE
	(MJ/mc)		mc	MJ	lire	euro	lire	euro	%
Città in cui è stata applicata la delibera n. 237/00 dall'1 luglio									
L'AQUILA	38,42	0,96	1.900	70.078	1.149.690	593,8	1.933.138	998,4	40,5
TRENTO	37,75	1,03	1.900	73.877	1.232.966	636,8	2.136.477	1.103,4	42,3
BARI	39,29	1,03	1.900	76.891	1.390.407	718,1	2.221.999	1.147,6	37,4
PERUGIA	38,52	0,98	1.900	71.724	1.289.870	666,2	2.227.563	1.150,4	42,1
BOLOGNA	38,23	1,03	1.900	74.816	1.225.748	633,0	2.264.616	1.169,6	45,9
ANCONA	37,66	1,03	1.900	73.701	1.302.256	672,6	2.288.025	1.181,7	43,1
TRIESTE	37,78	1,04	1.900	74.653	1.393.713	719,8	2.329.374	1.203,0	40,2
PALERMO	39,79	1,02	1.900	77.113	1.796.611	927,9	2.601.301	1.343,5	30,9
Città in cui non è stata applicata la delibera n. 237/00									
CAMPOBASSO	38,52	-	1.900	73.188	1.269.698	655,7	1.991.806	1.028,7	36,3
POTENZA	38,52	-	1.900	73.188	1.240.153	640,5	2.041.694	1.054,4	39,3
FIRENZE	38,52	-	1.900	73.188	1.277.203	659,6	2.303.563	1.189,7	44,6
VENEZIA	38,52	-	1.900	73.188	1.302.283	672,6	2.330.209	1.203,5	44,1
AOSTA	38,52	-	1.900	73.188	1.385.693	715,7	2.319.751	1.198,1	40,3
TORINO	38,52	-	1.900	73.188	1.299.718	671,2	2.330.581	1.203,6	44,2
MILANO	38,95	-	1.900	74.005	1.442.066	744,8	2.465.698	1.273,4	41,5
ROMA	38,52	-	1.900	73.188	1.511.663	780,7	2.607.715	1.346,8	42,0
NAPOLI	38,52	-	1.900	73.188	1.778.518	918,5	2.687.732	1.388,1	33,8

(A) Poiché in base alla delibera n. 237/00, le tariffe sono definite in euro per MJ (e non più in euro per metro cubo), il calcolo della spesa per il consumo tipo indicato in metri cubi ha tenuto conto delle caratteristiche specifiche della fornitura nelle varie città, in termini del diverso potere calorifico del gas distribuito (coefficiente P) e del coefficiente altimetrico climatico (coefficiente M). Nelle città in cui ha trovato applicazione la delibera n. 237/00, in sostanza, il consumo annuo in MJ si ottiene moltiplicando i metri cubi per i due coefficienti P e M.

Nella tavola si sono mantenute distinte le città dove è stata applicata la nuova struttura tariffaria a partire dall'1 luglio, da quelle in cui le modifiche stabilite dalla delibera n. 237/00 non sono state introdotte.
Tra le città in cui è stata applicata la nuova struttura tariffaria vi è una prevalenza dei capoluoghi del Centro e del Mezzogiorno d'Italia. Tra le città in cui non è stata applicata la delibera n. 237/00 vi è una prevalenza di capoluoghi di grande dimensione: Roma, Milano, Napoli e Torino si trovano infatti in questo gruppo.
Il confronto della spesa annua mostra ampie differenze territoriali, considerando la spesa al netto delle imposte e soprattutto quella al lordo delle imposte, la cui incidenza è in media del 40 per cento sulla spesa complessiva, a sua volta molto differenziata nei diversi capoluoghi. Il peso della componente fiscale varia in un intervallo tra il 31 per cento di Palermo e il 46 per cento circa di Bologna; nel 2000 era mediamente pari al 33 per cento circa (Tav. 4.9).
Nel 2001 la spesa per il consumo di 1.900 mc con uso di riscaldamento individuale è stata in media pari a 708 euro al netto delle imposte e a 1.187 euro al lordo delle imposte.
Il prezzo del metro cubo, che si desume dal calcolo della spesa per il consumatore tipo (Tav. 4.10), in media si è attestato a 0,37 euro senza le imposte, ovvero a 0,62 euro considerando le imposte.

Considerando i valori al netto delle imposte, il prezzo minimo si è registrato all'Aquila (0,31 euro/mc), mentre il prezzo massimo si è verificato a Palermo (0,49 euro/mc). In 6 dei 17 capoluoghi considerati, il prezzo è inferiore a 0,35 euro/mc, in 8 è inferiore a 0,40 euro/mc.
Considerando i valori al lordo delle imposte, la città con il prezzo minore è ancora l'Aquila (0,53 euro/mc), mentre quella con il prezzo più alto risulta essere Napoli (0,73 euro/mc).

L'aggiunta delle imposte alla tariffa è in grado di mutare notevolmente la posizione relativa delle città, misurata secondo il costo del servizio del gas; in particolare, in 7 dei 17 capoluoghi considerati – e precisamente a Potenza, Campobasso, Perugia, Ancona, Aosta, Bari e Trieste – la posizione relativa si sposta verso l'alto (il costo del servizio diviene cioè relativamente più conveniente). Si tratta infatti di città o localizzate nelle zone dell'ex cassa del Mezzogiorno, in cui si applica un'imposta di consumo ad aliquota ridotta (cfr. Tav. 4.8) o di capoluoghi di regioni a statuto speciale, nelle quali com'è noto, l'addizionale regionale è nulla.

TAV. 4.10 PREZZO DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

Prezzi derivanti dal calcolo della spesa media indicata nella tavola 4.9.

CAPOLUOGHI DI REGIONE	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE			PREZZO AL LORDO DELLE IMPOSTE		
	lire/mc	cent. di euro/mc	ordine	lire/mc	cent. di euro/mc	ordine
L'AQUILA	605	31,3	1	1.017	52,5	1
BOLOGNA	645	33,3	2	1.192	61,6	7
TRENTO	649	33,5	3	1.124	58,1	4
POTENZA	653	33,7	4	1.075	55,5	3
CAMPOBASSO	668	34,5	5	1.048	54,1	2
FIRENZE	672	34,7	6	1.212	62,6	9
PERUGIA	679	35,1	7	1.172	60,5	6
TORINO	684	35,3	8	1.227	63,3	11
MILANO	684	35,3	8	1.227	63,3	11
ANCONA	685	35,4	10	1.204	62,2	8
VENEZIA	685	35,4	10	1.226	63,3	11
AOSTA	729	37,7	12	1.221	63,1	10
BARI	732	37,8	13	1.169	60,4	5
TRIESTE	734	37,9	14	1.226	63,3	11
ROMA	796	41,1	15	1.372	70,9	16
NAPOLI	936	48,3	16	1.415	73,1	17
PALERMO	946	48,8	17	1.369	70,7	15

5. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

Nell'ambito della regolazione non tariffaria viene sempre più affermandosi il diritto dei consumatori utenti sia a ottenere un servizio con caratteristiche di qualità prefissate e inderogabili, sia a usufruire di una tutela che si sostanzia in condizioni contrattuali eque e modalità accessibili di risoluzione delle controversie.

Nel corso dell'anno 2001 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha progressivamente affiancato all'attività di regolazione, volta a costituire e ampliare le condizioni per la piena affermazione di tali diritti, l'attività di controllo sullo stato di attuazione delle regole fissate nel periodo precedente con l'obiettivo di richiamare gli esercenti al rispetto degli obblighi posti loro in capo e di individuare eventuali carenze della normativa, al fine di emendarla e renderla più efficace.

Si è in questo modo ampliato il campo delle garanzie e consolidato un percorso che, avendo a riferimento la necessità di promuovere la concorrenza e accelerare il processo di liberalizzazione, afferma anche la necessità di mettere il consumatore utente nelle condizioni di avvalersi delle opportunità che il mercato potrà offrirgli, nella certezza che alcune garanzie minime gli sono già assicurate.

IL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Gli effetti della nuova regolazione della qualità del servizio elettrico, definita dall'Autorità nell'ultima parte del 1999 ed entrata in vigore nel corso dell'anno 2000, iniziano a essere visibili dall'analisi delle informazioni di sintesi riguardanti la qualità del servizio elettrico nel 2000 e 2001 (si veda il paragrafo Indicatori di qualità del servizio elettrico).

Nel corso dell'anno 2001, l'attuazione della nuova regolazione sulla continuità del servizio ha richiesto un notevole sforzo per lo svolgimento:

- delle istruttorie formali avviate nei confronti di Enel Distribuzione S.p.A. per aver fornito all'Autorità dati non veritieri, e la conseguente rideterminazione dei livelli tendenziali di continuità del servizio nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia;
- del procedimento di determinazione degli incentivi e delle penalità relative all'andamento della continuità del servizio nell'anno 2000, che ha comportato l'effettuazione di controlli tecnici sui dati forniti dagli esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel corso dell'anno 2001, l'attività svolta sulla qualità del servizio elettrico include la presentazione dei risultati di un confronto internazionale, condotto dall'Autorità nell'ambito del CEER (*Council of European Energy Regulators*). Si tratta di uno studio di comparazione, tra sei paesi europei, sui livelli effettivi di qualità e sulle strategie di regolazione della qualità del servizio elettrico. Il lavoro ha evidenziato una sostanziale omogeneità dell'approccio regolatorio per quanto riguarda la qualità commerciale, ma una realtà più articolata per quanto riguarda invece livelli effettivi, standard e meccanismi di regolazione della continuità del servizio.

Indicatori di qualità del servizio elettrico

Per quanto riguarda la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2000 due delibere, concernenti rispettivamente le modalità di registrazione delle interruzioni (delibera 1 settembre 1999, n. 128) e la regolazione economica delle interruzioni senza preavviso lunghe (delibera 28 dicembre 1999, n. 202). Lo stato della continuità del servizio negli anni 2000 e 2001, è esaminato, nella presente *Relazione Annuale*, nel paragrafo Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura di energia elettrica.

Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, cioè la tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti e la regolarità nelle attività di vendita (per esempio, la lettura e la fatturazione dei consumi), sono entrati in vigore dall'1 luglio 2000, come definito dalla delibera del 28 dicembre 1999, n. 201, cinque standard specifici e i relativi indennizzi. In caso di mancato rispetto degli standard questi ultimi sono a carico di tutti gli esercenti che alla data 31 dicembre 1999 servivano più di 5.000 utenti alimentati in bassa tensione.

Gli standard e gli indennizzi delineati nella delibera n. 201/99 sostituiscono i precedenti standard definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, che risultavano localmente differenziati e soggetti a indennizzi unicamente su richiesta degli utenti. Gli standard di qualità risultavano poco efficaci nella tutela dei consumatori, dal momento che erano determinati dalle società stesse in maniera prudenziale, e i clienti non si avvalevano delle procedure di indennizzo su richiesta in caso di mancato rispetto degli standard delle Carte dei servizi.

Entrambi questi aspetti sono stati presi in considerazione nella definizione della nuova disciplina della qualità commerciale:

- i nuovi standard specifici di qualità commerciale definiti dall'Autorità sono sensibilmente più impegnativi, per gli esercenti, dei precedenti standard delle Carte dei servizi (Tav. 5.1);
- gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard specifici definiti dall'Autorità sono accreditati automaticamente dall'esercente sulla bolletta degli utenti interessati; per evitare ritardi nell'erogazione degli indennizzi è stato previsto un sistema di maggiorazioni in base al quale l'esercente che non paga l'indennizzo nei termini previsti è tenuto a corrisponderne un altro di maggiore entità, fino al quintuplo dell'ammontare previsto inizialmente (Tav. 5.2).

TAV. 5.1 **CONFRONTO TRA GLI STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA NELLE CARTE DEI SERVIZI E GLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ DEFINITI DALL'AUTORITÀ PER GLI UTENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE**

STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ per utenti alimentati in bassa tensione	STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI NELLE PROPRIE CARTE DEI SERVIZI (Giorni di calendario)(A)						LIVELLI SPECIFICI DEFINITI DALLA AUTORITÀ (Giorni lavorativi)(B)
	ENEL	ACEA ROMA	AEM MILANO	AEM TORINO	ACEGAS TRIESTE	ASM BRESCIA	
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	25-55	23	30	12	30	25	15
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE LAVORI SEMPLICI	50-80	ND	14	12	30	20	15
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	10-20	5	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE SU RICHIESTA DELL'UTENTE	12-15	10	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	1	1	1	1	1	1	1

(A) Esclusi gli standard di qualità relativi al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espressi in giorni lavorativi.
(B) Escluso il livello di qualità relativo al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espresso in giorni feriali.

TAV. 5.2 **INDENNIZZI AUTOMATICI PREVISTI IN CASO DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE DEFINITI DALL'AUTORITÀ, PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE**

Lire

INDENNIZZI AUTOMATICI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE DEFINITI DALL'AUTORITÀ, PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	CLIENTI DOMESTICI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE	CLIENTI NON DOMESTICI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE	CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE
AMMONTARE DOVUTO ENTRO LA PRIMA FATTURAZIONE UTILE O COMUNQUE ENTRO 90 GIORNI	50.000	100.000	200.000
AMMONTARE DOVUTO DOPO 90 GIORNI E FINO A 180 GIORNI	100.000	200.000	400.000
AMMONTARE DOVUTO OLTRE 180 GIORNI	250.000	500.000	1.000.000

I dati forniti dagli esercenti sull'attuazione della nuova disciplina di qualità commerciale, nel corso del secondo semestre dell'anno 2000, permettono di rilevare che:

- l'introduzione di standard specifici definiti dall'Autorità, più impegnativi di quelli delle Carte dei servizi fissati dagli stessi esercenti, non ha comportato un aumento della percentuale di fuori standard. Questo significa che è rimasto sostanzialmente invariato il rapporto tra il numero di prestazioni eseguite oltre i tempi massimi e il numero di prestazioni totali al netto di quelle il cui ritardo dipende da cause non imputabili all'esercente. Ciò conferma che gli standard precedenti erano stabiliti in misura prudenziale (Tavv. 5.3 e 5.4, rispettivamente per il gruppo Enel S.p.A. e per il gruppo delle imprese distributrici locali con più di 5.000 utenti); un esercente, Aem Torino S.p.A., ha introdotto alcuni standard specifici migliorativi per i clienti alimentati in bassa tensione; la società ha stabilito, in particolare, un tempo massimo di preventivazione di lavori semplici pari a 6 giorni lavorativi e un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici di 5 giorni lavorativi, mentre l'Autorità fissa uno standard di 15 giorni per entrambe le prestazioni;

TAV. 5.3 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE (A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	141.072	15	giorni lavorativi	0,35	7,84
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	137.917	15	giorni lavorativi	0,16	4,47
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	684.877	5	giorni lavorativi	0,04	1,06
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	395.507	5	giorni lavorativi	0,03	1,59
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	228.522	1	giorni feriali	1,88	0,50

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 29.709.670 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.4 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÚ DI 5.000 CLIENTI FINALI, II SEMESTRE 2000

PRESTAZIONE(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	10.379	15	giorni lavorativi	4,67	7,60
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	9.331	15	giorni lavorativi	0,51	5,61
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	68.044	5	giorni lavorativi	0,53	1,86
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	36.997	5	giorni lavorativi	5,80	2,93
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	7.253	1	giorni feriali	1,10	0,77

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 2.597.891 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- l'avvio della nuova regolazione della qualità commerciale ha permesso di introdurre garanzie anche per gli utenti alimentati in media tensione, che in precedenza non erano coperti da alcuna garanzia delle Carte dei servizi. Per questa categoria di utenza, Enel Distribuzione e Valdis (oggi Deval, impresa che esercita la distribuzione di energia elettrica in Val d'Aosta, risultante dallo scorporo di un ramo d'azienda di Enel Distribuzione) hanno introdotto alcuni standard specifici migliorativi relativi al tempo massimo di attivazione e disattivazione della fornitura, posti entrambi pari a 5 giorni lavorativi in luogo dei 10 e 7 fissati dall'Autorità (Tavv. 5.5 e 5.6);

TAV. 5.5 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000

PRESTAZIONE[A]	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	5.768	10	giorni lavorativi	0,12	1,21
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	1.698	7	giorni lavorativi	0,06	1,04
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	656	1	giorni feriali	0,45	0,34

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 91.991 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.6 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE: AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 5.000 CLIENTI FINALI, II SEMESTRE 2000

PRESTAZIONE[A]	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	107	10	giorni lavorativi	3,42	4,00
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	121	7	giorni lavorativi	0,00	1,28
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	10	1	giorni feriali	0,00	0,77

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 4.032 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- alcune imprese distributrici hanno spontaneamente migliorato gli standard definiti dall'Autorità: per esempio, il gruppo Enel Distribuzione ha anticipato di 6 mesi l'introduzione degli standard generali di qualità del servizio, migliorandoli di due punti percentuali rispetto a quanto previsto dall'Autorità (Tavv. 5.7 e 5.8); anche l'Aem Torino, introducendo nuovi standard specifici, ha perfezionato quelli definiti dall'Autorità e ha aumentato il livello di tutela previsto (Tavv. 5.9 e 5.10);

TAV. 5.7 RIEPILOGO STANDARD GENERALI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000

PRESTAZIONE(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% RISPETTO AUTORITÀ	% RISPETTO MIGLIORATIVA	TEMPO EFFETTIVO	% RISPETTO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE DI LAVORI COMPLESSI	71.274	40	giorni lavorativi	85	87	12,36	99,74
ESECUZIONE DI LAVORI COMPLESSI	35.068	60	giorni lavorativi	85	87	14,94	99,52
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.862	15	giorni lavorativi	90	92	4,91	97,62
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	2.506	10	giorni lavorativi	90	92	6,65	97,44
VERIFICA TENSIONE	1.004	10	giorni lavorativi	90	92	6,12	98,21
RISPOSTA RECLAMI	27.448	20	giorni lavorativi	90	92	8,25	98,36

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 29.709.670 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.8 RIEPILOGO STANDARD GENERALI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000

PRESTAZIONE(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% RISPETTO AUTORITÀ	% RISPETTO MIGLIORATIVA	TEMPO EFFETTIVO	% RISPETTO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE DI LAVORI COMPLESSI	3.345	40	giorni lavorativi	80	82	14,66	98,87
ESECUZIONE DI LAVORI COMPLESSI	583	60	giorni lavorativi	80	82	13,56	99,65
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	7	15	giorni lavorativi	95	97	6,29	100,00
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	28	10	giorni lavorativi	95	97	4,64	100,00
VERIFICA TENSIONE	11	10	giorni lavorativi	95	97	5,36	100,00
RISPOSTA RECLAMI	1.855	20	giorni lavorativi	95	97	8,20	98,75

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 91.991 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.9 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI ULTERIORI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE, II SEMESTRE 2000

AZIENDA	CLIENTI FINALI	PRESTAZIONE	STANDARD DEFINITO	N. ANNUO DI RICHIESTE	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
AEM - Torino	248.712	Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	277	3,36	7,34
AMSP - Seregno (MI)	20.082	Esecuzione di lavori semplici con attivazione fornitura	15 giorni lavorativi	55	0,00	4,20
ENEL Distribuzione e Deval	29.709.670	Esecuzione di lavori semplici preaccettati	15 giorni lavorativi	13.301	0,39	4,93

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.10 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI ULTERIORI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE, II SEMESTRE 2000

AZIENDA	CLIENTI FINALI	PRESTAZIONE	STANDARD DEFINITO	N. ANNUO DI RICHIESTE	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
AEM - Torino	311	Preventivazione per esecuzione di lavori complessi	20 giorni lavorativi	0	–	–
AEM - Torino	311	Messa a disposizione esiti di verifica gruppo di misura	5 giorni lavorativi	0	–	–
AEM - Torino	311	Verifica tensione	1 giorno lavorativo	0	–	–
AEM - Torino	311	Risposta a reclami scritti o richiesta di informazioni	10 giorni lavorativi	2	0,00	5,00
AEM - Torino	311	Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	0	–	–

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- gli indennizzi per mancato rispetto degli standard specifici di qualità dimostrano, confrontati agli anni passati, un netto incremento del numero di indennizzi erogati ai clienti aventi diritto; il maggior numero di rimborsi risulta erogato per mancato rispetto dello standard relativo al tempo massimo di riattivazione in caso di avvenuto pagamento per utenti morosi (Tavv. 5.11 e 5.12).

TAV. 5.11 RIMBORSI PER MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE RIEPILOGO GENERALE, II SEMESTRE 2000

AZIENDA	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)
GRUPPO ENEL (Enel Distribuzione e Deval)	2.599	232,750
AZIENDE ELETTRICHE LOCALI con più di 5.000 clienti finali	2.172	193,156
TOTALE COMPLESSIVO	4.771	425,906

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.12 RIMBORSI PER MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE
RIEPILOGO GENERALE PER PRESTAZIONE, II SEMESTRE 2000

INDICATORE	GRUPPO ENEL		ESERCENTI > 5.000 UTENTI		TOTALE	
	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	219	16,150	307	30,550	526	46,700
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	246	19,400	215	33,760	461	53,160
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	188	14,600	18	2,446	206	17,046
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	90	6,850	1.552	114,150	1.642	121,000
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	1.815	172,650	71	5,950	1.886	178,600
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI CON ATTIVAZIONE FORNITURA (A)	-	-	0	0,000	0	0,000
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI PREACCETTATI (A)	41	3,100	-	-	41	3,100
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI PERSONALIZ. (A)	-	-	9	6,300	9	6,300
MESSA A DISPOSIZ. ESITI DI VERIFICHE GRUPPO MISURA (A)	-	-	0	0,000	0	0,000
PREVENTIVAZ. PER ESECUZIONE LAVORI COMPLESSI (A)	-	-	0	0,000	0	0,000
RISPOSTE A RECLAMI SCRITTI/ RICH. INFORMAZIONI (A)	-	-	0	0,000	0	0,000
VERIFICHE TENSIONE (A)	-	-	0	0,000	0	0,000
TOTALE COMPLESSIVO	2.599	232,750	2.172	193,156	4.771	425,906

(A) Standard specifici ulteriori definiti dall'esercente.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica

Attività istruttoria: procedimenti individuali nei confronti di Enel Distribuzione

Nel corso dell'anno 2001 si è svolta l'istruttoria formale avviata dall'Autorità il 13 dicembre 2000, con delibera n. 225, nei confronti di Enel Distribuzione per avere fornito informazioni non veritiere sulla durata e numerosità delle interruzioni del servizio elettrico nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia negli anni 1998 e 1999. Nel corso del procedimento, Enel Distribuzione ha presentato una memoria difensiva e i dati di continuità del servizio per l'anno 2000; essi evidenziano come nelle tre regioni citate i dati di continuità relativi al 1998 e al 1999 manifestavano una significativa sottovalutazione della realtà.

L'Autorità, che basa le proprie decisioni in materia tariffaria e di qualità del servizio sui dati forniti dalle imprese, controllandoli a campione, ha considerato la gravità dell'accaduto in relazione anche alla specifica funzione che realizza "il corretto svolgimento del rapporto tra regolatore e soggetti regolati quanto alla gestione dei flussi informativi". Esso infatti "rappresenta uno snodo cruciale ai fini della praticabilità e della credibilità dell'intera attività di regolazione"; quindi l'Autorità ha giudicato che "qualsiasi comportamento che alteri la corrispondenza tra dati forniti e realtà rappresentata produce gravissimi riverberi sulla funzionalità del sistema di regolazione e, di conseguenza, sulla tutela degli interessi generali".

Sempre con riferimento al parametro della gravità della violazione, l'Autorità ha ritenuto che "devono essere valutati sia lo scostamento dei dati non veritieri rispetto alla realtà effettiva, che appare particolarmente significativo alla luce dei dati di continuità del servizio relativi all'anno 2000 per le stesse regioni, sia l'estensione dell'ambito territoriale cui vanno riferite le comunicazioni errate inoltrate all'Autorità. Sotto quest'ultimo aspetto, i dati non veritieri riguardano un'area territoriale che comprende il 22,6 per cento dell'intera clientela alimentata in bassa tensione da Enel Distribuzione nel 1999, pari al 21 per cento circa dell'utenza alimentata in bassa tensione a livello nazionale. In valore assoluto, i clienti alimentati in bassa tensione erano pari, al 31 dicembre 1999 a: 1,17 milioni nella regione Calabria; 2,37 milioni nella regione Campania; 2,79 milioni nella regione Sicilia".

Alla valutazione della gravità ha concorso anche la specifica situazione della continuità del servizio nelle tre regioni interessate: "I dati di continuità del ser-

vizio rilevati da Enel Distribuzione per l'anno 2000 evidenziano una ben più consistente criticità della situazione attuale delle tre regioni (...). Tale situazione determina incertezza rispetto a elementi costitutivi delle decisioni d'impresa, e in particolare delle decisioni di investimento in settori tecnologicamente avanzati, più sensibili alla qualità e continuità della fornitura elettrica a causa della delicatezza delle apparecchiature utilizzate. Ne risulta l'evidenza di un significativo danno alle possibilità di sviluppo di dette regioni, proprio quelle che più abbisognano di sviluppo quantitativo e qualitativo per recuperare lo svantaggio rispetto al resto del paese e dell'Europa". Complessivamente, grazie al confronto con i dati dell'anno 2000, nelle tre regioni l'Autorità stima, per l'anno 1999, una situazione peggiore di oltre l'80 per cento rispetto a quanto comunicato.

Riconosciute in parte le circostanze attenuanti addotte da Enel Distribuzione, tra le quali, soprattutto, il carattere non intenzionale dell'accaduto, l'attività intrapresa con decisione per rimuovere le cause che hanno portato all'alterazione dei dati e l'inesistenza di precedenti provvedimenti sanzionatori adottati dall'Autorità a carico di Enel Distribuzione, l'Autorità, con la delibera 3 maggio 2001, n. 99, ha deciso di comminare alla stessa società una sanzione amministrativa di 90 miliardi di lire. Nella sua quantificazione è stata anche considerata la "necessità di calibrare la misura della somma da versare a titolo di sanzione amministrativa sulle condizioni patrimoniali del soggetto tenuto a corrisponderla, al fine di evitare che la sanzione comminata risulti irrisoria per un'azienda delle dimensioni di Enel Distribuzione", così che, quindi, la sanzione amministrativa pecuniaria svolga la funzione "special preventiva" che le è tipica.

Enel Distribuzione ha ritenuto di poter estinguere la sanzione comminata con il pagamento di una somma di 101 milioni, pari al doppio del minimo edittale (50 milioni), più un milione a copertura delle spese di procedimento, in applicazione dell'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Inoltre, ha presentato un ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) della Lombardia, chiedendo di accertare il compiuto adempimento. Il TAR Lombardia ha riconosciuto, con sentenza n. 1330/02, il diritto dell'esercente ad avvalersi della facoltà prevista dall'art. 16 della legge n. 689, del 24 novembre 1981; l'Autorità ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Lombardia.

Contestualmente alla conclusione del procedimento sanzionatorio, l'Autorità ha avviato un secondo procedimento nei confronti di Enel Distribuzione, finalizzato a ridefinire, per le tre regioni interessate dai dati non veritieri, i livelli ten-

denziali di continuità che erano stati stabiliti con la delibera 3 agosto 2000, n. 144; questa, tuttavia, si fondava su informazioni che dipingevano una situazione migliore di quella poi emersa.

La delibera 3 maggio 2001, n. 100, di avvio del secondo procedimento, riporta in allegato uno schema di provvedimento che consenta di confermare gli stessi obiettivi di riduzione delle interruzioni che la delibera n. 144/00 aveva individuato per il 2004. Tali obiettivi prevedono di portare il numero e la durata delle interruzioni del Mezzogiorno agli attuali livelli del Nord del paese, e il valore medio nazionale agli attuali livelli dei grandi paesi europei, che registrano meno della metà sia del numero sia della durata delle interruzioni italiane.

In seguito alla presentazione di memorie tecniche e di audizioni, con la delibera 19 luglio 2001, n. 166, l'Autorità ha concluso il secondo procedimento di rideterminazione dei livelli tendenziali per le regioni Campania, Calabria e Sicilia. I nuovi obiettivi annui di miglioramento sono stati ridefiniti, coerentemente con quanto preannunciato all'apertura dell'istruttoria, in modo tale da rispettare l'obiettivo finale di miglioramento previsto per le tre regioni per il 2004; tuttavia, gli elementi emersi nel corso del procedimento hanno condotto a modificare la proposta presentata inizialmente, in modo da rendere più graduale – e quindi più fattibile – lo sforzo di investimento richiesto. I nuovi livelli tendenziali fissati dall'Autorità obbligheranno Enel Distribuzione a un miglioramento più accelerato della qualità del servizio in Campania, Calabria e Sicilia. Il miglioramento medio complessivo richiesto per le tre regioni alla fine del triennio 2001-2003 è del 60 per cento rispetto alla situazione di partenza registrata nel 2000, contro il 40 per cento circa previsto per il Sud Italia sulla base dei vecchi dati e il 32 per cento medio dell'intero paese.

Attività istruttoria: l'attuazione della regolazione della continuità del servizio

L'Autorità effettua ordinariamente controlli tecnici sui dati di continuità del servizio forniti dalle imprese distributrici, orientati a verificare che gli esercenti abbiano rispettato gli obblighi di registrazione delle interruzioni derivanti dalla delibera n. 128/99, e che quindi tali dati siano utilizzabili ai fini della regolazione della continuità del servizio elettrico (delibera n. 202/99). Durante i controlli tecnici effettuati nel corso dell'anno 2001 sui dati di continuità del servizio relativi al 2000, particolare attenzione è stata posta alla verifica di tre aspetti:

- l'accuratezza delle registrazioni delle interruzioni effettuata dagli esercenti, intesa come valutazione della completezza ed esattezza delle registrazioni relative alle interruzioni con origine sulla rete di media tensione;

- la precisione dei dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti, intesa come valutazione dell'errore di computo dei dati di continuità del servizio in relazione alla durata e al numero degli utenti coinvolti nelle interruzioni registrate con origine sulle reti di media tensione;
- la documentazione delle cause di forza maggiore e delle cause esterne, in quanto l'attribuzione delle interruzioni a esse permette di escluderne gli effetti dal computo dell'indicatore di riferimento, utilizzato per la verifica del conseguimento dei livelli tendenziali.

A questo scopo, l'Autorità ha sviluppato tre indici di valutazione degli esiti dei controlli tecnici, e ha definito, con la delibera 1 agosto 2001, n. 178, i criteri per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici e per la determinazione, nel caso di esiti negativi, del "valore presunto" dell'indicatore di riferimento utilizzato per la regolazione della continuità del servizio (vedi riquadro).

Indici e criteri di valutazione degli esiti dei controlli tecnici sulla continuità del servizio (delibera n. 178/01)

L'Autorità ha definito tre indici per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici sulla continuità del servizio.

a) L'indice di accuratezza, che ha l'obiettivo di dare una stima della completezza e della correttezza delle registrazioni effettuate dagli esercenti relative alle interruzioni originate sulla rete MT. Esso è costruito classificando le interruzioni in relazione agli errori riscontrabili nelle registrazioni e assegnando un peso differenziato rispetto alla gravità di tali errori. Il peso maggiore è attribuito alla mancata registrazione di una interruzione. Il peso minore è assegnato alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, pari a 1 minuto nell'istante di inizio, nonché alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, compreso fra 1 e 10 minuti nell'istante di fine. Pesi intermedi vengono assegnati ad altre tipologie di registrazioni incomplete o inesatte. Nel caso in cui nella registrazione di una stessa interruzione siano state riscontrate più di un tipo di incompletezza o inesattezza, la registrazione viene classificata in base alla incompletezza o inesattezza più grave. L'indice di accuratezza assume valori compresi tra 0 (totale inaccuratezza) e 100 per cento (massima accuratezza).

b) L'indice di precisione, che ha l'obiettivo di dare una stima della approssimazione complessiva del valore dell'indicatore di riferimento fornito dall'esercente all'Autorità, in relazione alle registrazioni effettuate dallo stesso. Dal momento che ai fini dell'approssimazione complessiva gli errori di registrazione possono compensarsi, l'indice di precisione tiene conto con segno algebrico diverso degli errori in difetto e di quelli in eccesso. L'indice di precisione è calcolato solo sulle interruzioni senza preavviso lunghe con origine sulla rete MT, registrate dall'esercente confrontando la durata complessiva di interruzione del campione esaminato correttamente calcolata, con quella misurata dall'esercente. Un indice di precisione pari a 0 per cento esprime la massima esattezza.

c) L'indice di correttezza, che ha l'obiettivo di verificare la giusta attribuzione alle interruzioni delle cause di forza maggiore e delle cause esterne, nonché dell'origine RTN e dell'origine AT; tali interruzioni sono escluse ai fini della regolazione economica delle interruzioni senza preavviso. L'indice di correttezza assume valori compresi tra 0 e 100 per cento. Un suo valore pari a 0 significa totale mancanza di esattezza nell'attribuzione delle cause di forza maggiore e delle cause esterne; mentre un suo valore pari a 100 per cento significa massima correttezza nell'attribuzione delle citate cause e origini delle interruzioni.

Per valutare l'esito dei controlli tecnici sulla continuità del servizio, l'Autorità ha stabilito che tutti e tre gli indici devono mostrare valori adeguati per poter considerare validi i dati degli ambiti territoriali interessati al controllo tecnico. Il criterio di valutazione è basato sulla definizione di una fascia di "tolleranza" per ciascuno dei tre indici, e sulla verifica che questi assumano, per gli ambiti territoriali interessati al controllo, valori interni alla fascia di "tolleranza", come di seguito indicato:

- *valore superiore al 90 per cento per l'indice di accuratezza delle registrazioni;*
- *valore compreso tra –3 per cento e +3 per cento per l'indice di precisione;*
- *valore superiore a una soglia valutata, per ogni ambito territoriale interessato dal controllo tecnico, in modo che risulti soddisfatta la seguente condizione: il peso percentuale delle interruzioni non correttamente escluse dalla regolazione economica non deve essere superiore, per ogni ambito territoriale, al 3 per cento dell'indicatore di riferimento dello stesso ambito, dichiarato dall'esercente.*

Nel caso in cui, a seguito dei controlli effettuati a campione sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti, l'Autorità accerti che tali dati non siano stati registrati secondo le modalità previste, essa stessa definisce il valore presunto dell'indicatore di riferimento per l'ambito territoriale interessato. A tale scopo l'Autorità ha precisato una formula per la determinazione matematica del valore presunto da assegnare in caso di esito negativo dei controlli tecnici, sulla base dell'indice di correttezza, unitamente all'indice di precisione: il valore dell'indicatore di riferimento dichiarato dall'esercente viene maggiorato tenendo conto dell'incidenza di interruzioni non correttamente attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne, a origine RTN o a origine AT, e viene rimodulato in funzione dell'errore di approssimazione rilevato dall'indice di precisione.

I controlli tecnici sui dati di continuità del servizio vengono effettuati presso i centri di telecontrollo degli esercenti; da ogni centro di telecontrollo dipendono, in generale, più ambiti territoriali, e quindi più serie di dati di continuità del servizio. Nel corso dell'anno 2001 sono stati controllati 10 centri di telecontrollo Enel (distribuiti omogeneamente tra Nord, Centro e Sud) e 4 centri di telecontrollo di imprese distributrici locali (Aem Milano S.p.A., Aem Torino, Asm Brescia S.p.A., Acea Roma S.p.A.). Nel complesso sono stati controllati a campione circa il 20 per cento degli ambiti territoriali. Prima che l'Autorità procedesse alla dichiarazione degli esiti dei controlli tecnici, e quindi degli incentivi e delle penalità in base a quanto previsto dalla regolazione della continuità del servizio, i distributori interessati hanno avuto ampia possibilità di contraddittorio, incluso lo svolgimento di audizioni davanti al Collegio.

La delibera del 28 febbraio 2002, n. 27, è la prima delle delibere annuali previste in attuazione del nuovo sistema di incentivi e penalità definito dall'Autorità, entrato in vigore dall'1 gennaio 2000 per Enel e per i principali distributori locali, e che sarà progressivamente esteso anche agli altri distributori locali.

I primi effetti dell'applicazione del sistema di incentivi e penalità definito dall'Autorità denotano un significativo miglioramento della continuità del servizio nel corso degli anni 2000 e 2001 (Tav. 5.13 e 5.14). Con la riserva dei controlli sui dati di continuità forniti dagli esercenti per l'anno 2001, nelle 17 regioni servite da Enel per le quali sono disponibili dati anche nel 1999, il miglioramento medio dal 1999 al 2001 è del 23% per il numero medio di interruzioni per cliente, del 21% per la durata cumulata totale (minuti persi per cliente, per tutte le cause), e del 33% per la durata cumulata netta (minuti persi per cliente, solo per interruzioni di responsabilità dell'esercente di distribuzione). Anche nelle 3 regioni servite da Enel per le quali non sono disponibili dati validi per l'anno 1999 (Campania, Calabria e Sicilia) e per le quali sono stati definiti obblighi più severi di miglioramento della continuità a partire dal 2001, il miglioramento dei minuti persi per cliente dal 2000 al 2001 è consistente. Dal 1999 al 2000 si registra invece un aumento delle interruzioni con preavviso nelle regioni servite da Enel, presumibilmente per effetto dell'introduzione di obblighi di registrazione (deliberazione n. 128/99), non in vigore fino a tutto il 1999. Nelle città servite dalle imprese distributrici locali, le interruzioni con preavviso non hanno subito lo stesso incremento (Tav. 5.15 e 5.16). Nel 2001 le interruzioni con preavviso restano su livelli stazionari rispetto al 2000.

TAV. 5.13 **INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO GRUPPO ENEL

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio[A].

REGIONE	2000			2001		
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE[C]	DURATA CUMULATA NETTA[C][D]	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE[B]	DURATA COMPLESSIVA NETTA[B]
PIEMONTE	3,5	213	108	2,7	127	99
VALLE D'AOSTA	3,5	688	72	1,8	83	59
LIGURIA	4,0	154	105	2,5	89	77
LOMBARDIA	1,8	91	61	3,5	95	51
TRENTINO ALTO ADIGE	5,3	373	220	2,7	143	76
VENETO	2,6	127	91	1,8	119	77
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,4	120	89	3,5	68	58
EMILIA ROMAGNA	2,0	101	75	2,2	122	65
TOSCANA	4,3	193	157	3,3	120	100
MARCHE	2,8	126	101	2,5	102	82
UMBRIA	3,2	169	148	2,3	95	81
LAZIO	4,4	231	198	4,1	179	146
ABRUZZO	3,5	197	161	3,4	181	112
MOLISE	3,1	171	138	4,0	162	141
CAMPANIA	5,1	259	223	4,9	236	163
PUGLIA	4,0	310	249	3,6	258	175
BASILICATA	4,3	304	275	4,9	435	308
CALABRIA	9,9	535	333	8,2	327	257
SICILIA	6,0	362	284	5,8	311	179
SARDEGNA	6,9	368	309	7,4	486	210
NORD	2,6	139	85	2,3	109	69
CENTRO	4,0	197	165	3,3	133	110
SUD	5,7	330	259	5,3	291	183
SUD[E]	4,6	294	242	4,5	302	177
ITALIA	3,9	218	162	3,6	181	118
ITALIA[E]	3,3	179	132	2,9	151	97

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.
(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.
(C) Minuti persi per cliente; solo interruzioni senza preavviso di responsabilità del distributore.
(D) Sono stati utilizzati ove necessario, i valori presunti determinati dall'Autorità con la delibera n. 27/02 per gli ambiti territoriali in cui i controlli tecnici effettuati hanno dato esito negativo.
(E) Escluse Calabria, Campania e Sicilia; dati forniti per confronto con l'anno 1999 (si veda la Relazione Annuale del 2000).

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.14 **INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100.000 CLIENTI FINALI

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio[A].

REGIONE	2000			2001		
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE[C]	DURATA CUMULATA NETTA[C][D]	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE[B]	DURATA COMPLESSIVA NETTA[B]
ACEA - Roma	2,7	127	88	2,6	98	73
AEM - Milano	1,5	66	37	1,9	60	35
AEM - Torino	2,4	108	62	2,3	51	36
ACEGAS - Trieste	1,7	55	41	1,3	43	34
ASM - Brescia	0,9	26	24	1,3	41	33
AEC - Bolzano	2,3	103	ND	3,5	66	31
META - Modena	0,5	13	11	1,2	40	37

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.
(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.
(C) Minuti persi per cliente; solo interruzioni senza preavviso di responsabilità del distributore.
(D) Sono stati utilizzati ove necessario, i valori presunti determinati dall'Autorità con la delibera n. 27/02 per gli ambiti territoriali in cui i controlli tecnici effettuati hanno dato esito negativo.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV.5.15 **INTERRUZIONI CON PREAVVISO LUNGHE RIEPILOGO GRUPPO ENEL**

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio(A).

REGIONE	2000		2001	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)
PIEMONTE	0,6	61	0,5	62
VALLE D'AOSTA	2,0	241	1,3	158
LIGURIA	0,3	39	0,2	29
LOMBARDIA	0,4	46	0,5	53
TRENTINO ALTO ADIGE	0,8	85	0,8	84
VENETO	1,0	142	0,9	124
FRIULI VENEZIA GIULIA	0,8	76	0,8	116
EMILIA ROMAGNA	0,8	102	0,6	89
TOSCANA	0,9	126	0,8	108
MARCHE	1,1	149	1,1	154
UMBRIA	1,7	201	2,1	225
LAZIO	1,1	197	1,6	291
ABRUZZO	1,5	258	1,6	257
MOLISE	1,4	275	1,3	240
CAMPANIA	0,4	70	0,4	82
PUGLIA	0,7	106	0,7	117
BASILICATA	1,4	216	1,3	215
CALABRIA	1,6	365	1,6	344
SICILIA	1,4	262	1,3	282
SARDEGNA	0,9	175	0,8	167
NORD	0,6	78	0,6	75
CENTRO	1,1	163	1,2	184
SUD	1,0	188	1,0	194
ITALIA	0,9	134	0,8	138

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.
(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV.5.16 **INTERRUZIONI CON PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100.000 CLIENTI FINALI

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio(A).

AZIENDA	2000		2001	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)
ACEA - Roma	0,1	9	0,2	20
AEM - Milano	1,2	82	1,0	63
AEM - Torino	0,2	17	0,2	16
ACEGAS - Trieste	0,2	22	0,3	26
ASM - Brescia	0,5	23	0,3	17
AEC - Bolzano	0,5	39	0,6	56
META - Modena	0,3	17	0,3	18

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.
(B) Minuti persi per cliente, interruzioni con preavviso per tutte le cause.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

Il sistema di incentivi e penalità dei distributori prevede che per ognuno dei 230 ambiti territoriali interessati l'incentivo o la penalità venga determinato in relazione al proprio obiettivo di miglioramento, costituito dal livello tendenziale di continuità per ogni anno, sulla base di una media mobile biennale. Per il biennio 1999-2000 in media il miglioramento richiesto dagli obiettivi era dell'11 per cento rispetto al valore del biennio 1998-99. Il sistema è basato sui valori medi biennali di durata complessiva di interruzione, per garantire una maggiore stabilità dal momento che gli eventi meteorologici possono incidere in modo variabile negli anni sui dati di continuità del servizio. Sono escluse le interruzioni dovute a forza maggiore o a cause imputabili a terzi. Il sistema prevede incentivi per gli ambiti territoriali che migliorano più dell'obiettivo, e penalità per gli ambiti territoriali che migliorano di meno. Per gli ambiti territoriali che si avvicinano all'obiettivo (entro il 5 per cento in più o in meno) non ci sono né incentivi né penalità.

Nel corso del 2000, sono stati raggiunti gli obiettivi in 57 zone; sono stati superati in 79 zone, mentre altre 75 zone non hanno raggiunto il miglioramento richiesto. Infine, in 19 zone si registrano già livelli di continuità allineati con gli standard europei, e in questi casi è richiesto di mantenere il livello raggiunto. Nel 2000, quindi, sono stati realizzati gli obiettivi di miglioramento considerati in media nazionale, anche se con risultati diversificati da zona a zona. Pertanto, a livello aggregato gli incentivi e le penalità quasi si equivalgono, e dal momento che gli incentivi sono finanziati con le penalità, e solo per la parte restante con un prelievo tariffario, questo comporta un'incidenza bassissima, per il 2000, del sistema sulla tariffa finale: meno di 0,1 centesimi di euro a utente.

Confronto internazionale sulle strategie di regolazione della qualità del servizio

Nel corso del 2001 è stata completata l'attività di confronto internazionale sulle strategie di regolazione della qualità del servizio, svolta da un gruppo di lavoro del CEER coordinato da un rappresentante dell'Autorità di regolazione italiana. Il rapporto finale *Qualità of electricity supply: initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies* è stato pubblicato nel mese di aprile 2001, discusso in un seminario CEER svoltosi a Milano l'8 giugno 2001 con i rappresentanti di oltre 20 nazioni europee e con esperti internazionali, ed è disponibile sul sito Internet dell'Autorità.

Il lavoro di confronto internazionale ha permesso di verificare finalità e strumenti della regolazione della qualità del servizio nei diversi paesi partecipanti al gruppo di lavoro (oltre all'Italia: Norvegia, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Spagna).

Per quanto riguarda la qualità commerciale, dal confronto internazionale emerge una sostanziale omogeneità dell'approccio regolatorio. La qualità commerciale viene regolata attraverso standard generali e specifici a cui sono collegati indennizzi in caso del loro mancato rispetto. Differenze tra i diversi paesi si notano sia in relazione a quali prestazioni sono soggette a standard specifici e quali a standard generali, sia in relazione alle procedure per ottenere gli indennizzi (su richiesta o automatici). Anche l'entità degli indennizzi automatici è variabile da paese a paese.

Più articolato è il confronto sui livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione per la continuità del servizio. In primo luogo, le differenze nelle definizioni e soprattutto nei metodi di registrazione sono ancora significative tra i diversi paesi, e questo rende difficile un confronto tra livelli di continuità di nazioni diverse. Il gruppo di lavoro ha iniziato, su questo fronte, un'attività di confronto che dovrà continuare nel tempo; le differenze riscontrabili nei livelli registrati nei vari paesi sono imputabili in parte a diversi livelli di affidabilità del servizio, e in parte a fattori esogeni come la densità abitativa, le difformità orografiche e geografiche, l'assetto di rete.

Tra i meccanismi di regolazione della continuità del servizio, in alcuni paesi è stato scelto un sistema di standard individuali. Tale modalità, tuttavia, difficilmente consente di individuare il singolo cliente alimentato in bassa tensione soggetto a interruzione, non permettendo pertanto l'introduzione di un sistema di indennizzi automatici.

In altri paesi sono stati introdotti sistemi di regolazione della continuità del servizio basati su standard generali (valori medi per una determinata zona), collegati non a indennizzi individuali ma piuttosto a effetti tariffari. Il sistema di incentivi e penalità introdotto in Italia dall'Autorità a partire dal 2000 è stato il primo di questo tipo, a cui sono seguiti, in ordine di tempo, il sistema definito dall'Autorità norvegese (in vigore dal 2001) e quello stabilito dall'Autorità inglese, che entra in vigore a partire dal mese di aprile 2002.

Il gruppo di lavoro ha richiamato l'attenzione sui problemi di attuazione dei sistemi di regolazione della continuità del servizio: tempi e costi richiesti dagli esercenti per introdurre sistemi informativi in grado di individuare esattamente gli utenti soggetti alle interruzioni. metodologie di registrazione delle interruzioni e di elaborazione degli indicatori di continuità, clausole di esclusione per forza maggiore o altre cause esterne alla responsabilità degli esercenti, con-

trolli sui dati da parte sia, in primo luogo, degli stessi esercenti (*audit*), sia degli organismi di regolazione.

Infine, gli aspetti tecnici di "qualità della tensione", che includono una serie di disturbi dell'alimentazione (fluttuazioni di tensione, buchi di tensione, armoniche, *flicker* e altri), sono risultati, dal confronto internazionale, ancora poco soggetti a regolazione economica. Su alcuni di questi aspetti le norme tecniche indicano valori di riferimento, ma ulteriori approfondimenti sono necessari per la distinzione delle responsabilità (tra esercenti, utente interessato e altri utenti) e per la valorizzazione del danno conseguente a ogni disturbo, che dipende significativamente dall'utilizzo dell'energia elettrica fatto dal singolo cliente.

IL SETTORE DEL GAS

Il 2001 è stato caratterizzato dal proseguimento delle attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali, in relazione alla disciplina della Carta dei servizi, al fine di valutarne l'adozione e l'attuazione da parte degli esercenti.
Dall'1 gennaio 2001, con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47, l'Autorità ha introdotto una nuova disciplina della qualità commerciale che sostituisce il precedente schema generale di riferimento delineato nella Carta dei servizi per il settore del gas. La delibera n. 47/00 è stata parzialmente modificata con la delibera 28 dicembre 2001, n. 334, con la quale si è tenuto conto della separazione societaria imposta ai grandi esercenti a partire dall'1 gennaio 2002 dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
Nel corso del 2001 sono proseguiti i contatti tra l'Autorità e gli enti di normazione tecnica e le associazioni tecniche di settore al fine di favorire il completamento delle norme tecniche necessarie per la piena attuazione, dall'1 gennaio 2002, della delibera 28 dicembre 2000, n. 236, relativa alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

Indicatori di qualità del servizio gas

Nel corso del 2001 l'Autorità ha effettuato la quinta indagine annuale sulla qualità del servizio. Essa ha riguardato per l'ultima volta la verifica del rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi per gli aspetti commerciali; infatti, a partire dall'1 gennaio 2001 è entrata in vigore la

nuova disciplina della qualità commerciale del servizio introdotta dall'Autorità con la delibera n. 47/00, che sostituisce la precedente disciplina della Carta dei servizi. La rilevazione, basata sui dati forniti dagli esercenti, ha riguardato anche gli aspetti di sicurezza e di continuità del servizio, verificando i livelli di qualità raggiunti nel 2000.

Adozione delle Carte dei Servizi

Nel 2000 sono proseguite le operazioni di acquisizione e di fusione tra imprese del settore, con una conseguente riduzione nel numero degli esercenti e un aumento delle dimensioni medie delle imprese in termini di utenza servita.
L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi: alla data del 31 dicembre 2000, 516 esercenti hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. La percentuale dei clienti del servizio gas il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi resta sostanzialmente invariata per il 2000, tenuto conto dell'aumento di clienti finali nel settore; esso ammonta circa al 93 per cento dell'intera utenza, per un totale di 15 milioni di clienti (Tav. 5.17). Gli esercenti che non si sono ancora dotati di una Carta dei servizi sono prevalentemente piccoli esercenti con meno di 10.000 clienti.

TAV.5.17 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA SERVIZI

ESERCENTI E CLIENTI	GRANDI ESERCENTI(A)	MEDI ESERCENTI(B)	PICCOLI ESERCENTI(C)	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1997	20	155	326	501
1998	21	157	353	531
1999	21	144	332	497
2000	22	148	346	516
CLIENTI DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (milioni)				
1997	9,0	3,9	1,1	14,0
1998	9,4	4,3	1,2	14,9
1999	9,6	4,2	1,1	14,9
2000	9,7	4,2	1,1	15,0

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Nel complesso, appare confermato anche per il 2000 quanto rilevato negli anni precedenti, ovvero:

- gli standard sono differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti, sia per quelli medi e piccoli dove questo fenomeno è più accentuato (Tavv. 5.18, 5.19 e 5.20, colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni soprattutto per i piccoli esercenti;
- la media dei livelli effettivi è lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- la maggior parte dei grandi esercenti ha provveduto a verificare il rispetto degli standard specifici, in particolare per quanto riguarda i preventivi, l'esecuzione di impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura.

TAV. 5.18 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI**

PRESTAZIONE	CASI 2000	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	168.128	18,5	10	60	1,7	2,2	7,5	8,1
ALLACCIAMENTI AEREI	63.643	22,3	10	60	2,0	3,0	10,6	10,8
IMPIANTI COMPLETI	37.439	34,6	15	90	5,5	3,6	17,5	22,0
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	507.053	7,3	3	15	0,4	0,8	2,9	3,7
DISATTIVAZIONI	260.376	7,2	3	10	1,3	0,7	3,2	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.129	27,4	15	30	5,2	4,8	12,6	12,7
RISPOSTA A RECLAMI	7.986	22,9	20	30	15,2	5,3	14,5	7,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	387.907	11,4	7	80	1,0	0,3	17,2	2,4
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	12.831	3,5	1	7	2,4	0,0	1,6	1,1
VERIFICA MISURATORI	2.973	7,6	5	20	2,8	1,7	5,6	4,6
VERIFICA PRESSIONE	1.137	4,1	2	20	0,6	0,7	0,9	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE(G)	22.046	10,1	6	72	0,0	0,0	3,3	1,7
PRONTO INTERVENTO(H)	114.468	60,4	0	120	8,3	4,5	40,5	25,0

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

5.19 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 2000	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	100.552	22,7	3	60	1,2	0,9	10,0	11,1
ALLACCIAMENTI AEREI	33.990	30,8	0	90	0,7	0,8	14,2	18,9
IMPIANTI COMPLETI	53.037	43,1	4	90	1,8	1,9	23,6	26,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	185.640	7,3	1	20	1,3	0,9	3,2	3,7
DISATTIVAZIONI	125.171	6,2	2	30	1,1	0,8	3,1	3,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	7.190	24,3	8	40	4,8	3,9	18,1	18,1
RISPOSTA A RECLAMI	2.542	25,6	8	40	6,4	3,3	17,4	18,0
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	32.319	14,9	1	90	1,5	2,5	6,6	18,1
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	10.170	3,6	0	60	0,3	0,0	1,5	1,4
VERIFICA MISURATORI	2.715	8,6	1	90	2,5	7,4	5,0	10,9
VERIFICA PRESSIONE	2.349	4,1	1	20	0,3	1,1	1,8	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE(G)	4.152	21,2	1	48	0,0	0,4	4,8	7,6
PRONTO INTERVENTO (H)	27.339	57,0	20	180	1,3	2,9	32,8	43,7

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.20 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 2000	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	32.080	20,3	1	50	0,5	0,8	8,3	9,0
ALLACCIAMENTI AEREI	15.294	22,2	2	60	0,5	1,6	12,4	14,1
IMPIANTI COMPLETI	21.581	41,0	3	90	0,8	1,9	20,9	24,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	47.645	7,5	1	20	0,2	0,3	2,8	8,0
DISATTIVAZIONI	30.709	6,2	1	375	0,4	0,5	2,9	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	1.961	25,9	3	60	0,5	0,5	12,4	14,8
RISPOSTA A RECLAMI	711	24,8	2	30	2,3	1,4	9,3	14,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.056	14,1	1	90	0,4	0,2	6,8	6,6
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	2.313	4,3	1	30	0,7	0,0	1,7	1,5
VERIFICA MISURATORI	1.894	11,2	1	60	0,3	0,8	4,2	3,5
VERIFICA PRESSIONE	1.594	5,2	1	30	0,2	0,3	2,7	2,7
SOSPENSIONI PROGRAMMATE(G)	517	14,3	4	48	0,0	0,7	4,8	4,3
PRONTO INTERVENTO(H)	7.676	60,9	15	180	0,8	0,6	26,5	29,6

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.
(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.
(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.
(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.
(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.
(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.
(G) Tempo misurato in ore.
(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Indennizzi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici di qualità, il cui mancato rispetto determini un indennizzo al cliente coinvolto.

Gli esercenti possono scegliere sia quali indicatori di qualità assoggettare a indennizzo, sia l'entità dello stesso, sia le sue procedure: gli indicatori di qualità sottoposti a indennizzo sono molto diversi da esercente a esercente. Alcuni esercenti hanno sottoposto a indennizzo anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi.

Per il 2000 si nota un forte incremento, da 1.640 a 3.709, per la quasi totalità di tipo automatico, degli indennizzi concessi ai clienti; l'aumento è in gran parte ascrivibile all'Italgas S.p.A., che è passata da 497 indennizzi nel 1999 a 2.241 indennizzi nel 2000, e alla Napoletana Gas, che è passata da 867 indennizzi nel 1999 a 1.306 indennizzi nel 2000.

In confronto al 1999, sono aumentati i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo (Tavv. 5.21 e 5.22), in particolar modo per i grandi esercenti. Tale aumento può derivare da una più precisa misura e verifica della qualità erogata ai clienti finali.

TAV. 5.21 **INDENNIZZI AI CLIENTI**

CASI	GRANDI ESERCENTI(A)	MEDI ESERCENTI(B)	PICCOLI ESERCENTI(C)	TOTALE 2000	TOTALE 1999
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD (D) SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	10.394	3.923	318	14.635	11.212
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	10	16	1	27	256
NUMERO DI RIMBORSI CONCESSI	3.567	131	11	3.709	1.640
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	3.560	116	11	3.687	1.479
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	211,3	11,1	1,1	223,5	134,3

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Standard: tempo massimo, misurato in giorni solari, dichiarato nelle Carte dei servizi, in vigore nell'anno considerato, per fornire al cliente la prestazione richiesta.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità

TAV. 5.22 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD[D] SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
1997	10.707	3.172	386	14.265
1998	8.814	2.880	672	12.366
1999	6.943	3.984	285	11.212
2000	10.394	3.923	318	14.635

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Standard: tempo massimo, misurato in giorni solari, dichiarato nelle Carte dei servizi, in vigore nell'anno considerato, per fornire al cliente la prestazione richiesta.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità

L'indagine sulla qualità del servizio gas ha preso in esame come aspetti della sicurezza del servizio in pronto intervento, la percentuale di rete ispezionata in media e bassa pressione e l'odorizzazione del gas.

Il servizio di pronto intervento

Il servizio di pronto intervento su chiamata di terzi è importante al fine di rimuovere con tempestività situazioni potenziali di pericolo prima che queste degenerino in incidenti.

Purtroppo ancora nel 2000 non tutti i grandi esercenti avevano definito nella propria Carta dei servizi uno standard di tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento.

La tempestività di intervento è misurata da un numero ristretto di esercenti, anche se maggiore rispetto al 1999. Nella tavola 5.23 è evidenziato anche il parametro del numero di chiamate di pronto intervento ogni mille clienti serviti, di seguito indicato come frequenza di chiamata.

Rispetto al valore medio di frequenza di chiamata, ponderato sul numero di chiamate dei clienti dichiarato dagli esercenti che hanno misurato lo standard, si evidenziano situazioni estreme con valori particolarmente bassi, quali l'Aem S.p.A. di Milano, la Società Gas Rimini, l'Asco Piave, e altre con valori nettamente superiori alla media, come la Consiag-Prato, la Fiorentina Gas e l'Amg-Palermo (Tav. 5.23). Tale differenza, tuttavia, può essere giustificata in base a una diversa definizione di casi di pronto intervento, a soluzioni impiantistiche differenti, o a diverse condizioni degli impianti derivanti da una maggiore o minore frequenza dell'ispezione della rete interrata, o ancora al tipo di materiale e vetustà delle reti di distribuzione.

TAV. 5.23 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTI		2000					1999	
	CLIENTI (A)	CASI OGNI 1000 CLIENTI	CASI (B)	STANDARD (minuti) (C)	FUORI STANDARD % (D)	EFFETTIVO (minuti) (E)	FUORI STANDARD % (D)	EFFETTIVO (minuti) (E)
ITALGAS	4.541.681	14,6	66.098	60	3,8	35,0	9,5	35,4
CAMUZZI - GAZOMETRI	862.332	18,6	15.998	60	0,0	28,1	0,0	26,2
AEM - MILANO	820.625	2,5	2.075	60	0,0	21,8	0,0	22,5
NAPOLETANA GAS	570.644	15,2	8.663	60	5,1	81,0	5,0	67,0
SEABO - BOLOGNA	350.137	0,4	129	120	5,4	51,0	ND	ND
ITALCOGIM	342.065	10,3	3.512	45	1,6	20,2	0,2	20,1
AMGA - GENOVA	316.446	ND	ND	ND	ND	ND	0,0	87,0
FIORENTINA GAS	300.722	23,6	7.094	60	9,1	36,0	29,2	74,0
AGAC - REGGIO EMILIA	180.663	5,7	1.031	120	ND	60,0(E)	ND	60,0(E)
SICILIANA GAS	168.569	20,9	3.519	60	0,9	22,4	3,6	30,3
ASM - BRESCIA	151.220	14,4	2.179	ND	ND	52,9(E)	ND	20,6(E)
SOGEGAS	148.229	13,1	1.939	60	2,2	24,8	80,9	27,2
CONSIAG - PRATO	145.804	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
AGES - PISA	137.181	12,5	1.710	ND	ND	35,2(E)	ND	30,0(E)
SOCIETÀ GAS RIMINI	127.133	2,9	368	60	0,8	20,0	6,6	21,0
ASCO - PIAVE	126.581	4,2	534	120	13,4	91,0	9,7	53,0
AMAG - PADOVA	123.441	2,8	350	120	0,0	60,0	ND	ND
AGSM - VERONA	122.881	5,8	708	ND	ND	62,0(E)	ND	56,0(E)
META - MODENA	117.312	5,7	665	60	0,0	ND	0,0(E)	ND
ACEGAS - TRIESTE	113.109	15,8	1.791	60	ND	43,3(E)	ND	40,0(E)
AMG - PALERMO	110.667	15,6	1.725	120	23,5	99,4	11,7	55,6
AGAS	101.804	8,6	875	60	0,1	29,3	0,3(E)	30,2(E)

(A) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato.
(B) Numero casi: numero di richieste dei clienti per la prestazione considerata pervenute nell'anno 2000.
(C) Standard: tempo massimo dichiarato nella Carta dei servizi (espresso in minuti).
(D) Percentuale fuori standard: percentuale di richieste non evase nel tempo massimo dichiarato.
(E) Effettivo: tempo effettivo di esecuzione della prestazione richiesta raggiunto nel corso dell'anno, calcolato come media ponderale sul numero dei casi e misurato in minuti.
(F) Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento: è il tempo, espresso in minuti, intercorrente tra la chiamata del cliente e l'arrivo della squadra di pronto intervento sul luogo di chiamata. Sono presenti, tuttavia, esercenti che interpretano in modo diverso, più o meno estensivo, il pronto intervento e che definiscono in modo differente il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento.

L'ispezione della rete ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca di fughe è uno degli aspetti più rilevanti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. Per valutare l'evoluzione della quantità di rete ispezionata, i dati esaminati sono stati raggruppati in funzione delle varie tipologie di rete (media e bassa pressione) e per ciascuno dei tre raggruppamenti di esercenti (grandi, medi e piccoli). Nell'anno passato si è verificato un aumento di circa l'1 per cento della percentuale di rete in bassa pressione ispezionata, a fronte di una riduzione del 7 per cento di ispezioni effettuate sulla rete in media pressione (44 per cento di rete ispezionata rispetto al precedente 51 per cento dell'anno precedente) (Tav. 5.24).

Tale riduzione è da imputare prevalentemente all'Italgas che per il 1999 ha ridotto la quantità di rete in media pressione ispezionata rispetto all'anno precedente. L'indagine ha evidenziato che 200 esercenti per la media pressione e 196 per la bassa, ai quali corrisponde circa il 10 per cento dei clienti serviti, non hanno ispezionato alcun tratto di rete. Viene quindi confermata una marcata difformità nelle scelte degli esercenti con diversi gradi di tutela dei cittadini (Tav. 5.25).

TAV. 5.24 **RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE**

ESERCENTI	CLIENTI (D)	ESTENSIONE RETE IN KM (E)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA km	RETE CONTROLLATA 2000 %	RETE CONTROLLATA 1999 %
GRANDI[A]	9.979.246	62.842	6,3	21.518	*34,2*	*38[F]*
MEDI[B]	3.537.001	34.274	9,7	10.756	*31,4*	*27*
PICCOLI[C]	1.130.195	13.363	11,8	5.217	*39,0*	*31*
TOTALE	**14.646.442**	**110.479**	**7,5**	**37.491**	*33,9*	*33*

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato
(E) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 2000.
(F) per comparazione fra l'anno 2000 e l'anno precedente è stata ricalcolata la percentuale di rete controllata nell'anno 1999 includendo Meta-Modena e Agas.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.25 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI (D)	ESTENSIONE RETE IN KM (E)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA km	RETE CONTROLLATA 2000 %	RETE CONTROLLATA 1999 %
GRANDI[A]	9.798.583	34.709	3,5	16.628	*47,9*	*48[F]*
MEDI[B]	3.634.506	20.650	5,7	8.297	*40,2*	*37*
PICCOLI[C]	1.159.069	9.874	8,5	4.527	*45,8*	*43*
TOTALE	**14.592.158**	**65.233**	**4,5**	**29.452**	*45,1*	*44*

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.
(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.
(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.
(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato
(E) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 2000.
(F) Per comparazione fra l'anno 2000 e l'anno precedente è stata ricalcolata la percentuale di rete controllata nell'anno 1999 includendo Meta-Modena e Agas; inoltre nel calcolo dei valori in tabella non è stata considerata Acag-Reggio Emilia poiché non ha reso disponibile il dato

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

L'odorizzazione del gas

Per quanto riguarda l'odorizzazione del gas, gli esercenti sono stati valutati in funzione del livello medio di odorizzazione del gas distribuito e dell'odorizzante utilizzato.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM. Il THT (componente principale tetraidrotiofene) e il TBM (componente principale terzbutilmercaptano) sono gli odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire al gas distribuito il caratteristico odore agliaceo; questo consente di avvertire nell'aria la presenza del gas, di per sé privo di odore, prima che esso raggiunga percentuali pericolose con possibili inneschi di esplosioni. L'Italgas utilizza in più di una zona operativa entrambi i tipi di odorizzante (Tav. 5.26).

L'esame dei dati evidenzia la presenza di 10 esercenti, che servono circa 18.000 clienti, e 13 esercenti, che servono circa 84.000 clienti, rispettivamente per il THT e per il TBM, che non hanno saputo indicare le quantità di odorizzante immesso nel gas distribuito.

TAV. 5.26 ODORIZZAZIONE DEL GAS[A]: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI[D]	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZZANTE[B]	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 2000[C] mg/mc	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1999 mg/mc
ITALGAS	1.431.919	1.402.220.448	THT	47.420	33,8	37,2
ITALGAS	211.823	238.611.971	TBM	3.893	16,3	18,5
ITALGAS	3.370.954	5.393.036.610	THT+TBM	101.860	18,9	30,0
CAMUZZI - GAZOMETRI	862.332	1.435.760.724	TBM	29.976	20,9	19,0
AEM - MILANO	820.625	1.020.248.974	TBM	20.316	19,9	21,5
NAPOLETANA GAS	570.644	427.413.947	THT	20.000	46,8	38,3
SEABO - BOLOGNA	350.137	748.657.786	THT	27.299	36,5	36,5
ITALCOGIM	342.065	387.215.585	TBM	4.756	12,3	11,6
AMGA - GENOVA	316.446	358.801.892	THT	11.482	32,0	32,0
FIORENTINA GAS	300.722	527.851.000	THT	35.441	67,1	62,5
AGAC - REGGIO EMILIA	180.663	525.051.781	THT	16.842	32,1	30,7
SICILIANA GAS	168.569	142.541.295	TBM	1.293	9,1	10,6
ASM - BRESCIA	151.220	333.494.662	THT	12.467	37,4	38,2
SOGEGAS	148.229	286.787.918	TBM	3.011	10,5	9,5
CONSIAG - PRATO	145.804	324.392.619	THT	9.334	28,8	32,4
AGES - PISA	137.181	266.754.701	THT	8.002	30,0	24,8
SOCIETÀ GAS RIMINI	127.133	255.089.058	TBM	4.800	18,8	16,3
ASCO - PIAVE	126.581	371.883.853	THT	7.245	19,5	19,6
AMAG - PADOVA	123.441	296.741.654	THT	11.420	38,5	32,9
AGSM - VERONA	122.881	299.793.436	TBM	4.311	14,4	20,7
META - MODENA	117.312	284.363.388	THT	6.182	21,7	19,1
ACEGAS - TRIESTE	113.109	136.199.882	THT	4.961	36,4	42,7
AMG - PALERMO	110.667	53.602.896	TBM	681	12,7	12,4
AGAS	101.804	205.480.341	TBM	2.068	10,1	10,9

(A) Odorizzazione: processo con il quale si rende odoroso e pertanto riconoscibile un gas normalmente inodore.
(B) Odorizzante: sostanza aggiunta al gas per renderlo odoroso e pertanto riconoscibile.
(C) Grado di odorizzazione: è la quantità di odorizzante presente nell'unità di volume del gas distribuito, misurata in milligrammi per metro cubo alle condizioni standard (mg/mc).
(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre 2000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura gas

La nuova regolazione della qualità commerciale

Con la delibera n. 47/00 sono stati introdotti dall'Autorità i nuovi standard nazionali di qualità commerciale, uniformi su tutto il territorio e obbligatori per tutti gli esercenti con più di 5.000 clienti alimentati in bassa pressione.

Gli standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità sostituiscono gli standard autodefiniti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, che avevano comportato notevole diversità di trattamento dei clienti nelle differenti zone del paese.

I nuovi standard sono sia specifici, soggetti a indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto per causa riconducibile all'esercente, sia generali. Il criterio seguito nella selezione degli indicatori da sottoporre a standard specifici o generali è stato quello di bilanciare la regolamentazione tra due obiettivi: la tutela dei clienti e il miglioramento della qualità. Il primo richiede come strumento la definizione di livelli specifici soggetti a indennizzi automatici, mentre il secondo può essere perseguito meglio con la definizione di livelli generali di qualità attraverso lo stimolo della pubblicazione comparativa.

Gli standard specifici di qualità commerciale, riportati nella tavola 5.27, riguardano le cinque prestazioni più frequenti per il rispetto degli appuntamenti personalizzati con i clienti.

TAV. 5.27 **LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE**

	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 DI CUI ALL'ART. 17, COMMA 17.1	3 ore	3 ore

Per quanto riguarda lo standard relativo alla puntualità degli appuntamenti, la direttiva dell'Autorità introduce la possibilità per il cliente di personalizzare l'incontro. In questi casi, l'appuntamento personalizzato può essere fissato anche oltre il tempo massimo previsto dagli standard di tempestività, ma il personale dell'esercente deve presentarsi entro la fascia massima di 3 ore comunicata al cliente al momento della fissazione dell'appuntamento, pena il pagamento di un indennizzo. In tale modo il cliente ha la facoltà di scegliere, in base alle proprie esigenze, tra una garanzia relativa alla tempestività e una relativa alla puntualità.

Oltre agli standard specifici di qualità commerciale, l'Autorità ha anche definito standard generali di qualità che sono riferiti ai clienti serviti dallo stesso esercente nella medesima provincia. I nuovi standard generali di qualità commerciale definiti dall'Autorità sono riportati nella tavola 5.28.

TAV. 5.28 **LIVELLI GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE**

	LIVELLO GENERALE
Percentuale minima di richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori complessi, di cui all'art. 5, comunicati entro il tempo massimo di 40 giorni lavorativi	85%
Percentuale minima di richieste di esecuzione di lavori complessi, di cui all'art. 7, realizzati entro il tempo massimo di 60 giorni lavorativi	85%
Percentuale minima di risposte a richieste di rettifica di fatturazione, di cui all'art. 11, comunicate entro il tempo massimo di 15 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di esiti di verifiche del gruppo di misura su richiesta dell'utente, di cui all'art. 12, comunicati entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di esiti di verifiche della pressione di fornitura su richiesta dell'utente, di cui all'art. 13, comunicati entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte, di cui all'art. 14, comunicate entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di utenti con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, di cui all'art. 15, entro il tempo massimo di 60 minuti	90%
Grado minimo di rispetto della fascia di puntualità per appuntamenti con l'utente, di cui all'art. 18, comma 18.2, relativi a sopralluoghi per preventivi per l'esecuzione di lavori semplici	90%
Percentuale minima di utenti con numero annuo di letture e autoletture, di cui all'art. 20, non inferiore a 1	90%

La direttiva n. 47/00 dedica un'attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare al cliente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale:

- una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere informazioni su entrambi gli standard e sui risultati effettivamente raggiunti dall'esercente nel corso dell'anno;
- l'esercente deve inoltre informare ogni cliente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e dell'indennizzo previsti.

L'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 ha portato alla separazione societaria tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita del gas; con la delibera n. 334/01, l'Autorità ha fornito indicazioni specifiche per l'attuazione della delibera n. 47/00 per tali società. La delibera n. 334/01 impone che:

- la società separata di vendita risponda dell'attuazione della delibera n. 47/00 limitatamente alle richieste di rettifica di fatturazione e di reclami relativi ad aspetti commerciali;
- la società separata di distribuzione risponda dell'attuazione della delibera n. 47/00 per tutti gli aspetti rimanenti;
- in particolare la società separata di distribuzione è responsabile dell'attività di pronto intervento e provvede a comunicare tempestivamente i recapiti telefonici del servizio a tutti i venditori operanti sul territorio nel quale gestisce la distribuzione, affinché questi ultimi li pubblichino sulle bollette dei propri clienti secondo le direttive dell'Autorità in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione.

La nuova regolazione della sicurezza e continuità del servizio

Con la delibera n. 236/00 l'Autorità ha definito la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.
La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione del gas, dalla riduzione delle fughe di gas, attraverso sia l'ispezione della rete di distribuzione sia la protezione catodica[1]

1 L'utilizzo della protezione catodica sulle tubazioni in acciaio riduce il fenomeno della corrosione delle tubazioni stesse per correnti vaganti nei terreni e di conseguenza il danneggiamento delle tubazioni con possibile innesco di fughe di gas.

delle reti in acciaio, oltre che da un servizio di pronto intervento in grado di adoperarsi tempestivamente in caso di chiamata.
La continuità del servizio di distribuzione del gas è la mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti. Il gas dovrebbe essere fornito con continuità, in quanto le interruzioni del servizio possono esporre i clienti a rischi per la sicurezza all'atto della riattivazione dell'erogazione, nonché provocare loro danni e disagi. Tuttavia, per motivi tecnici, non è possibile raggiungere la mancanza assoluta di interruzioni.
Il provvedimento emanato dall'Autorità si è posto quindi come obiettivi:

- per la sicurezza, la salvaguardia della sicurezza fisica delle persone e delle cose e la tutela dell'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- per la continuità, la riduzione del numero e della durata delle interruzioni;
- in generale, la riduzione dei divari esistenti nei livelli di continuità e sicurezza tra i diversi distributori operanti nel paese, salvaguardando le situazioni in cui già oggi si registrano livelli effettivi di sicurezza e di continuità di eccellenza.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi sia su alcuni indicatori di sicurezza (Tav. 5.29), sia su indicatori di tipo generale. È stata infatti richiesta:

- la predisposizione di una adeguata cartografia dell'impianto di distribuzione da tenere aggiornata in base alle modifiche di impianto apportate e alla realizzazione di nuove parti di impianto;
- l'estensione del servizio di pronto intervento ai casi di segnalazione di dispersione di gas sugli impianti di proprietà o gestiti dal cliente finale a valle del punto di consegna.

TAV. 5.29 OBBLIGHI DI SERVIZIO PER INDICATORE DI SICUREZZA

INDICATORE	OBBLIGO DI SERVIZIO
Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta a ispezione	Minimo 30%
Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	Minimo 20%
Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	NOD_{min} calcolato secondo quanto disposto dall'art. 8, comma 5

Quindi la delibera n. 236/00 ha fissato i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori di sicurezza e di continuità. Nelle tavole 5.30 e 5.31 sono riportati i livelli nazionali base e di riferimento rispettivamente per la sicurezza e per la continuità del servizio.

TAV. 5.30 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI SICUREZZA

INDICATORE DI CONTINUITÀ	LIVELLO BASE	LIVELLO DI RIFERIMENTO
Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta a ispezione	30%	90%
Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	20%	70%
Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata	0,8	0,1
Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete	0,8	0,1
Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	Calcolato in base al numero di utenti serviti e della lunghezza totale della rete	0,5

TAV. 5.31 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI CONTINUITÀ

INDICATORE DI CONTINUITÀ	LIVELLO BASE	LIVELLO DI RIFERIMENTO
Numero di clienti finali con tempo di preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso	70%	95%
Numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione lunga con preavviso non superiore alle 4 ore	70%	90%

Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.
Per ciascun ambito territoriale e per ognuno degli indicatori riportati nelle tavole 5.30 e 5.31, l'Autorità calcolerà, a partire dai dati comunicati dai distributori, il livello effettivo di indicatore della sicurezza e della continuità (per esempio, il livello effettivo di rete in bassa pressione ispezionata per un dato impianto di distribuzione). A ogni indicatore verrà assegnato un punteggio variabile tra un valore 0, per un livello effettivo minore o uguale al livello nazionale base, e un valore 100, per un livello effettivo maggiore o uguale al livello di riferimento.
La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimolerà questi ultimi al miglioramento dei propri livelli reali di sicurezza e di continuità.
La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo, per ogni distributore, di definire procedure operative per la gestione sia di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.), sia di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito, e di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (Cig) ogni emergenza o incidente che lo abbia coinvolto.
Il dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità sarà graduale:

- per tutte le imprese di distribuzione a partire dal 2001 decorrono gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- dall'1 gennaio 2002 ogni impresa distributrice con più di 5.000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 utenti allacciati) è tenuta a predisporre e a mantenere costantemente aggiornato un registro nel quale riportare i dati riguardanti la sicurezza e la continuità;
- per ogni impresa distributrice con più di 5.000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 utenti allacciati):
  - decorre l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata entro l'1 luglio 2001, termine prorogato all'1 gennaio 2002 se la cartografia viene predisposta su supporto informatico;
  - decorre il rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità a partire dall'1 gennaio 2002.

Ai fini della piena attuazione della delibera n. 236/00, nel corso del 2001 sono proseguiti i contatti fra l'Autorità e gli enti formatori, nonché le associazioni tecniche di settore, così da contribuire alla predisposizione di norme tecniche e

Linee guida che consentano modalità di effettuazione delle attività rilevanti per la sicurezza e la continuità, in modo omogeneo fra tutti i distributori.
Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione della sicurezza e della continuità. In base a tale verifica, l'Autorità potrà estendere l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione sono stati esonerati, individuare ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio, modificare gli obblighi di servizio o introdurne di nuovi.

LA TUTELA DEI CONSUMATORI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

Tra l'1 maggio 2001 e il 30 aprile 2002 sono state trasmesse all'Autorità, da parte dei consumatori e delle loro associazioni, 533 comunicazioni contenenti reclami, richieste di informazione e segnalazioni riguardanti i servizi di energia elettrica e gas. I reclami hanno rappresentato il 79,2 per cento del totale dei casi, mentre le richieste di informazione e le segnalazioni sono state rispettivamente il 13,6 per cento e il 7,2 per cento dello stesso totale. Va però anche precisato che molte richieste di informazione arrivano e sono trattate al telefono, che i dati relativi alle telefonate non vengono rilevati in modo sistematico e che i dati appena illustrati vanno integrati con quelli connessi alla vigilanza sui provvedimenti tariffari (33 casi per il gas).
Il 68,2 per cento delle comunicazioni ha riguardato il settore elettrico con particolare riferimento a interruzioni della fornitura (34,0 per cento), problemi di fatturazione (14,3 per cento), difficoltà connesse all'allacciamento della fornitura (10,9 per cento), interpretazione di clausole contrattuali (5,6 per cento), trasparenza della bolletta (3,7 per cento), tariffe (8,5 per cento). Più nel dettaglio va sottolineato che resta elevata l'attenzione sulla qualità del servizio elettrico nella sua componente strategica della continuità e sempre crescente è il numero delle imprese che segnalano all'Autorità disservizi relativi a essa. I reclami che hanno riguardato la trasparenza delle bollette elettriche e le tariffe fanno emergere come tratto comune a entrambi i settori la poca disponibilità delle imprese esercenti il servizio a fornire chiare informazioni sulla struttura e sulle componenti tariffarie. Questo segnale è valutato con attenzione dall'Autorità, in quanto fa emergere una sostanziale scarsa attenzione al cliente dei soggetti esercenti il servizio e una diffusa elusione degli obblighi di informazione posti loro in capo da alcune delibere dell'Autorità (delibera 29

dicembre 1999, n. 204 come modificata dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 228; delibera 16 marzo 2000, n. 55, e delibera 28 dicembre 2000, n. 242).
Per quanto riguarda il settore del gas, i reclami hanno rappresentato il 69,3 per cento dei casi, le richieste di informazione il 22,7 per cento e le segnalazioni l'8,0 per cento. Gli argomenti che sono stati maggiormente oggetto di comunicazione riguardano problemi di fatturazione (28,4 per cento), ritardi o costi degli allacciamenti (17,6 per cento), interpretazione e applicazione di clausole contrattuali (14,2 per cento). Per il settore del gas è stata confermata la sostanziale disparità di condizioni di fornitura fra i clienti sull'intero territorio nazionale, mentre hanno trovato evidenza anche nuove problematiche connesse all'assetto del settore prefigurato dal decreto legislativo n. 164/00, come quelle pertinenti la sicurezza degli impianti post contatore. Altro tema emergente è stato relativo alle verifiche dei gruppi di misura.

Nell'ambito della fatturazione, le controversie più ricorrenti, come già registrato nel periodo precedente, hanno invece riguardato le modalità di calcolo dei consumi a conguaglio e il metodo di attribuzione dei consumi stimati o in acconto.

Nel corso del 2001, con riferimento a questi aspetti specifici, sono stati avviati due procedimenti nei confronti di Italgas.

TAV. 5.32 **RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ**

Periodo maggio 2001-aprile 2002

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI
1999-2000			
ENERGIA ELETTRICA	63	46	13
GAS	90	27	79
TOTALE	**213**	**73**	**92**
2000-2001			
ENERGIA ELETTRICA	270	85	31
GAS	108	51	6
TOTALE	**378**	**136**	**37**
2001-2002			
ENERGIA ELETTRICA	316	35	26
GAS	122	40	14
TOTALE	**438**	**75**	**40**

TAV. 5.33 PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONE RICEVUTI DALL'AUTORITÀ

Periodo maggio 2001-aprile 2002

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
INTERRUZIONI	128	34,0
FATTURAZIONE	54	14,3
ALLACCIAMENTI	41	10,9
TARIFFE	32	8,5
CONTRATTI	21	5,6
BOLLETTE	14	3,7
QUALITÀ COMMERCIALE	9	2,4
RICOSTRUZIONE CONSUMI	5	1,3
GAS		
FATTURAZIONE	50	28,4
ALLACCIAMENTI	31	17,6
CONTRATTI	25	14,2
BOLLETTE	9	5,1
IMPOSTE	9	5,1
TARIFFE	11	6,3
LAVORI	10	5,7

L'attività istruttoria: i procedimenti individuali nei confronti di Italgas

I due procedimenti avviati nei confronti della società Italgas hanno avuto come oggetto l'errata applicazione del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 9 dicembre 1988, n. 24, e della delibera dell'Autorità 14 aprile 1999, n. 42.

In particolare, per quanto riguarda la violazione del provvedimento CIP n. 24/88, è stato contestato a Italgas di non rispettare, nelle bollette di conguaglio, il principio fissato dall'art. 3, comma 3.1, punto 3.1.6, del provvedimento citato; esso dispone che i consumi di gas rilevati fra due letture debbano essere attribuiti al periodo intercorrente tra le stesse; e che, nel caso di variazioni tariffarie intervenute nello spazio di tempo oggetto di conguaglio, i consumi vadano assegnati su base giornaliera, considerando convenzionalmente costante il consumo giornaliero tra una variazione tariffaria e quella successiva. Il comportamento è stato ritenuto grave, in quanto il metodo di attribuzione delle variazioni tariffarie del provvedimento CIP n. 24/88 è diretto a garantire a tutti i clienti un'equa attribuzione dei consumi secondo un criterio univoco. Tale criterio univoco non è assicurato dalla modalità di assegnazione delle variazioni tariffarie utilizzata da Italgas, che si limita ad attribuire i consumi a saldo (la differenza fra i consumi fatturati con l'ultima bolletta stimata, considerati definitivi, e quelli rilevati in sede di lettura) al periodo di fatturazione corrente, applicando a tali consumi le tariffe in vigore nel periodo in corso.

Gli elementi emersi durante il procedimento, che è stato avviato il 19 luglio 2001 con la delibera n. 165 e si è concluso il 27 dicembre 2001 con la delibera n. 323, hanno indotto l'Autorità a ordinare la cessazione del comportamento contestato ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481; e a imporre, inoltre, a Italgas sia di dare informazione dell'errore commesso attraverso la pubblicazione di un avviso sui maggiori quotidiani, sia di ricalcolare, a richiesta degli utenti, gli importi fatturati a conguaglio utilizzando la corretta metodologia, informando poi l'Autorità del numero dei ricalcoli effettuati. Avverso il provvedimento di ordine di cessazione di comportamento lesivo, Italgas ha presentato ricorso al TAR Lombardia con richiesta di sospensiva. Questa è stata concessa in data 17 febbraio 2002, mentre il dibattimento sul merito avverrà il 20 giugno 2002.

Il secondo procedimento nei confronti di Italgas ha riguardato la violazione di un provvedimento dell'Autorità. A seguito di un controllo tecnico effettuato presso due sedi di Italgas, in merito alle modalità di fatturazione, è emerso che la società violava quanto previsto dall'art. 3, comma 3.2, della delibera dell'Autorità n. 42/99, in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione relativi al servizio di distribuzione e vendita di gas. In particolare il suddetto articolo prevede che: "*Nel caso in cui il soggetto esercente ricorra a una fat-*

turazione stimata in base ai consumi storici dell'utente, prevedendo conguagli una o due volte l'anno a seguito di lettura diretta, la bolletta indica il periodo di riferimento e il tipo di rilevazione, mentre le date delle ultime due letture vengono riportate nella bolletta contenente il conguaglio". Nel corso del procedimento, che è stato avviato il 19 luglio 2001 con delibera n. 164 e si è concluso il 27 dicembre 2001 con delibera n. 324, è emerso che la violazione era dovuta a un'erronea interpretazione dello stesso articolo da parte di Italgas. Pur ricorrendo alla fatturazione a stima, Italgas infatti riteneva di non ricorrere a quella di conguaglio, dal momento che attribuiva la caratteristica della definitività alle fatture a stima, e in caso di lettura effettiva si limitava ad attribuire i consumi a saldo al periodo di fatturazione corrente. Ciò comportava che non venisse mai indicata la precedente lettura effettiva. A questo riguardo è stato contestato a Italgas il fatto che l'obbligo, di cui all'art. 3, comma 3.2, riguardava tutti i soggetti esercenti che ricorressero a fatturazione stimata. Per la violazione dell'art. 3, comma 3.2, della delibera n. 42/99, l'Autorità ha comminato a Italgas una sanzione amministrativa pari a 2.582.284,50 euro. I criteri utilizzati per determinare l'ammontare della sanzione sono stati: la gravità della violazione, l'opera svolta da Italgas per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze della violazione, la personalità di Italgas e le sue condizioni economiche. In particolare, in merito alla gravità della violazione è stato rilevato che la mancanza dell'indicazione in bolletta dell'informazione richiesta è fondamentale, in quanto ostacola il controllo, da parte del cliente, della verosimiglianza dei consumi attribuiti rispetto a quelli effettivi, impedendo conseguentemente la verifica, sempre da parte del cliente, dell'esattezza del corrispettivo richiesto dall'esercente. La mancata indicazione nella bolletta delle due letture riduce, inoltre, la facoltà del cliente di programmare consapevolmente i consumi di gas e di ottimizzare le proprie scelte energetiche; infine ostacola anche il controllo, sempre da parte del cliente, sulla periodicità delle letture effettuate. In data 13 marzo 2002 Italgas ha presentato ricorso al Tar Lombardia, affinché quest'ultimo si pronunciasse sull'estinzione di ogni obbligazione della società verso l'Autorità, avendo lo stesso esercente provveduto, in data 5 febbraio 2002, al versamento a titolo di oblazione di 56.645,69 euro.

L'attività istruttoria: i procedimenti individuali nei confronti degli esercenti gas

Nel corso dell'attività istruttoria connessa al caso sopra illustrato, è emerso che altri esercenti il servizio di distribuzione e vendita di gas avrebbero adottato comportamenti analoghi a quelli contestati a Italgas relativamente alla metodologia di fatturazione. L'Autorità ha quindi provveduto, in data 9 gennaio 2002, ad adottare una direttiva concernente le modalità applicative del provvedimento CIP n. 24/88. Questo, al fine sia di garantire comportamenti uniformi da parte degli esercenti in applicazione dell'art. 3, comma 3.1, punto 3.1.6, del medesimo provvedimento, sia di renderne sanzionabile l'inosservanza ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

La direttiva, riaffermando il contenuto del provvedimento CIP, impone agli esercenti che non vi si siano attenuti, di informare i propri clienti dell'errore commesso e di ricalcolare, su richiesta degli stessi, gli importi delle bollette di conguaglio erroneamente conteggiati. È stato anche adottato un provvedimento volto a sanzionare gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita di gas che risultassero inottemperanti all'obbligo previsto dall'art. 3, comma 3.2, della delibera n. 42/99. Il provvedimento volto alla sanzione invita, invece, gli esercenti che non lo avessero ancora fatto, ad adeguarsi a quanto previsto dalla delibera n. 42/99 relativamente all'evidenziazione in bolletta delle date di lettura dei consumi, prevedendo anche un meccanismo di ravvedimento operoso. Gli esercenti che, pur inadempienti al momento di pubblicazione del provvedimento, abbiano provveduto ad adeguarsi nel termine di 60 giorni dalla pubblicazione dandone notizia all'Autorità, hanno potuto avvalersi della possibilità di pagare una sanzione ridotta, composta da un ammontare fisso pari a 25.822,84 euro e un ammontare variabile pari a 0,30 euro per ciascun utente rifornito alla data del 31 dicembre 2001.

Attività di regolazione e tutela dei consumatori

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio gas: gli obiettivi della nuova regolazione

Nel corso del 2001 l'Autorità ha emanato una direttiva relativa alle condizioni contrattuali di vendita del servizio gas (delibera 18 ottobre 2001, n. 229). La direttiva si rivolge agli esercenti l'attività di vendita del gas naturale, o di altri tipi di gas, a mezzo di reti.

Le condizioni contrattuali fissate dalla direttiva n. 229/01 sono definite in coerenza con il nuovo ordinamento tariffario, disciplinato dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, e contraddistinto dalla possibilità, per gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita, di determinare le tariffe nel rispetto di vincoli sui ricavi complessivi fissati dall'Autorità. A fronte di tariffe determinate sulla base di coefficienti rappresentativi di costi nazionali, si è ritenuto opportuno che anche le condizioni contrattuali garantite ai clienti del mercato vincolato fossero uniche a livello nazionale, almeno per quanto riguarda gli aspetti essenziali del servizio.

Con la direttiva n. 229/01 l'Autorità introduce nel servizio di vendita dei gas, come già anticipato, condizioni contrattuali analoghe a quelle precedentemente immesse nel servizio elettrico con la delibera 28 dicembre 1999, n. 200. Sebbene gli interventi dell'Autorità nei settori gas ed elettrico siano complessivamente coerenti, è necessario considerare le diversità che contraddistinguono i due ambiti. Il primo è, infatti, caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di esercenti e da un contesto istituzionale di riferimento più articolato e complesso rispetto al secondo, data la titolarità del servizio in capo all'ente locale e la grande varietà di condizioni di fornitura che questo ha comportato. Ne consegue che l'impatto organizzativo della nuova regolazione non sarà univoco sui soggetti esercenti, anche se costituirà una potente spinta alla razionalizzazione e omogeneizzazione dei comportamenti.

La direttiva n. 229/01, al fine di determinare un livello minimo di tutela anche nel mercato liberalizzato, prevede che le condizioni contrattuali di garanzia individuate dall'Autorità debbano venire offerte anche ai clienti del mercato libero. In questo modo il cliente, anche in previsione del fatto che dal 2003 tutti i clienti saranno considerati idonei, di fronte a diverse proposte tariffarie potrà concordare con l'esercente le condizioni più adeguate ai propri interessi, avendo al contempo piena conoscenza di quelle che l'Autorità ritiene essere le garanzie minime.

Gli esercenti il servizio di vendita possono inoltre offrire condizioni contrattuali diverse da quelle delineate dall'Autorità solo se più favorevoli ai clienti. Tali condizioni non possono comportare oneri aggiuntivi per i clienti che sceglieranno opzioni tariffarie base, e devono essere tali da non creare discriminazione tra i clienti ai quali sono riconosciuti i medesimi diritti.

Le condizioni contrattuali del servizio di vendita, che assumono particolare rilevanza per il cliente finale e che pertanto l'Autorità ha ritenuto necessario regolare, sono:

- periodicità di lettura dei gruppi di misura;
- periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento;
- penalità in caso di ritardato o mancato pagamento;
- condizioni, modalità e tempi di sospensione della fornitura da parte dell'esercente;
- rateizzazione dei corrispettivi dovuti dai clienti;
- forme di garanzia;
- modalità di reclamo.

I contenuti della direttiva rispetto ai temi sopra elencati sono sintetizzati nel riquadro seguente.

Le condizioni di fornitura per i clienti finali

Periodicità di lettura dei misuratori

La periodicità di lettura del contatore varia in funzione dei consumi medi annui del cliente. Il cliente deve avere però la possibilità di verificare autonomamente la lettura del proprio contatore e comunicarla con le modalità messe a disposizione dall'esercente il servizio.

La mancata lettura di un gruppo di misura accessibile (cioè di un gruppo di misura al quale l'esercente può sempre accedere senza che sia richiesta la presenza del cliente finale o di altra persona da questi deputata per consentire l'accesso al luogo in cui è collocato) comporta che l'esercente fatturi al cliente, nelle bollette di acconto successive alla mancata lettura, importi ridotti del 10 per cento di ogni bolletta emessa. Nello stesso caso, qualora il successivo conguaglio sia a debito del cliente, questo è diminuito, a titolo di indennizzo, di dieci punti percentuali per ogni lettura non effettuata.

Periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento

La periodicità minima di fatturazione varia in funzione dei consumi medi annui del cliente. L'esercente può emettere fatture d'acconto o a stima utilizzando modalità di calcolo che riducano al minimo lo scostamento tra consumi presunti e reali, oltre che rispettando l'obbligo di inviare ogni anno un certo numero di fatture di conguaglio. 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

Nel caso di ritardo nel pagamento della bolletta il cliente deve corrispondere all'esercente un interesse pari al tasso di riferimento aumentato di 3,5 punti percentuali.

Condizioni, modalità e tempi di distacco della fornitura

L'esercente non può effettuare la sospensione della fornitura in alcune specifiche situazioni: quando il debito del cliente sia inferiore o uguale al deposito cauzionale versato; nei giorni festivi e prefestivi; quando, nel caso di esercenti multiservizio, il cliente sia moroso per una fornitura diversa dal gas; quando il contratto preveda fattispecie generiche e non dettagliate; quando non sia stato sottoscritto il contratto di vendita; nel caso in cui, pur essendo scaduto il termine per il pagamento della bolletta, il versamento del corrispettivo sia effettuato e comunicato all'esercente nei termini e con le modalità indicate dall'esercente stesso, ma non sia stato ancora trasmesso a quest'ultimo per causa non imputabile al cliente.

Rateizzazione dei corrispettivi

In caso di conguagli particolarmente elevati, il cliente con consumi medi annui fino a 5.000 mc può ottenere di pagare il corrispettivo con rate successive. Per tutti i clienti la rateizzazione è anche prevista nel caso di conguagli di consumi dovuti a malfunzionamento del contatore o a mancata lettura di contatori accessibili. Il debito rateizzabile deve comunque essere superiore a 50 euro. Il numero delle rate è almeno pari al numero di bollette in acconto o a stima che hanno preceduto quella di conguaglio e comunque non inferiore a due. Sulle somme pagate a rate i clienti devono corrispondere agli esercenti interessi pari al tasso ufficiale di riferimento.

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. Il cliente non può subire un distacco per debiti il cui valore sia uguale o inferiore al deposito versato. I clienti con consumi fino a 5.000 mc, che abbiano disposto 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 tener conto delle esigenze dei clienti disabili e anziani.

Sintesi dei principali indicatori relativi alle condizioni di fornitura per i clienti finali

	DA 0 A 500 mc CONSUMI MEDI ANNUI	FRA 500 E 5.000 mc CONSUMI MEDI ANNUI	OLTRE 5.000 mc CONSUMI MEDI ANNUI
PERIODICITÀ DI LETTURA	una volta all'anno	due volte all'anno	ogni mese
PERIODICITÀ DI FATTURAZIONE	almeno quadrimestrale	almeno trimestrale	almeno mensile
NUMERO ANNUO DI FATTURE DI CONGUAGLIO	almeno una all'anno	almeno due all'anno	almeno dodici
DEPOSITO CAUZIONALE	25 euro	77 euro	una mensilità di consumo

Per i clienti con consumi fino a 5.000 mc medi annui la domiciliazione bancaria sostituisce il deposito cauzionale.

L'entrata in vigore delle prescrizioni della direttiva n. 229/01 era prevista per l'1 marzo 2002; tuttavia a seguito di richiesta da parte delle principali associazioni che raggruppano gli esercenti gas, con delibera n. 21 del 31 gennaio 2002 l'Autorità ha procrastinato a due date successive (il 2 maggio e l'1 luglio 2002) tale entrata in vigore.
Il 6 marzo 2002 il TAR Lombardia, su ricorso di GAS IT, Italgas, Camuzzi, Italcogim, Rogasmet, Gestione Energetica Impianti, Bagnolo Gas e Sober Gas ha sospeso il provvedimento; il giudizio di merito è previsto per il 20 giugno.

La conversione in euro dei corrispettivi unitari delle tariffe e la loro esposizione in bolletta

Il regolamento dell'Unione europea n. 1103, del Consiglio del 17 giugno 1997, relativo a talune disposizioni per l'introduzione dell'euro nel mercato comune, ha inserito regole di arrotondamento di importi monetari, facendo salva la possibilità che gli Stati membri introducano "altre pratiche, convenzioni o disposizioni nazionali di arrotondamento che offrano un maggior grado di precisione nei calcoli intermedi".

Il decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213, recante disposizioni per l'introduzione dell'euro nell'ordinamento nazionale, a norma dell'art. 1, comma 1, della legge 17 dicembre 1997, n. 433, all'art. 4 prevede che "a decorrere dall'1 gennaio 1999, quando un importo in lire contenuto in norme vigenti, ivi comprese quelle che stabiliscono tariffe, prezzi amministrati o comunque imposti, non costituisce autonomo importo monetario da pagare o contabilizzare e occorre convertirlo in euro, l'importo convertito va utilizzato con almeno:

- cinque cifre decimali per gli importi originariamente espressi in unità di lire;
- quattro cifre decimali per gli importi originariamente espressi in decine di lire;
- tre cifre decimali per gli importi originariamente espressi in centinaia di lire;
- due cifre decimali per gli importi originariamente espressi in migliaia di lire".

Nella relazione illustrativa dello stesso provvedimento si chiarisce che "la questione dell'utilizzo di un numero di decimali pari a due nei calcoli intermedi si pone in particolare per quelle monete la cui unità divisionale minima, con il passaggio all'euro, cresce sensibilmente. Tra queste rientra senz'altro la lira, la cui unità divisionale minima (1 lira) cresce circa 19-20 volte (infatti un centesimo di euro corrisponde a 19-20 lire). Ciò comporta marcati problemi quando occorre convertire in euro importi in lire di ammontare modesto, inferiori alle decine di migliaia di lire. (...) Infatti, se in questi casi non si regolasse diversamente la questione, imponendo (...) l'uso di un numero di decimali di euro supe-

riore a due dell'importo convertito in euro, si otterrebbero significativi scostamenti percentuali tra gli importi espressi nelle due monete".

A seguito di questa constatazione, il legislatore ha ritenuto necessario imporre, laddove le circostanze lo richiedano, l'uso di un numero di decimali in euro superiore a due, tanto maggiore quanto minore è l'importo in lire da convertire, in modo tale da rendere accettabile lo scarto percentuale tra l'importo espresso in lire e quello espresso in euro.

L'Autorità, con la delibera del 21 giugno 2001, n. 136, ha scelto di dare indicazione agli esercenti il servizio di distribuzione e vendita elettrico e gas di convertire in euro i corrispettivi unitari in lire relativi a tariffe, prezzi amministrati o comunque imposti (così come previsti dalle norme vigenti, o in norme non più in vigore da applicare in sede di rettifiche o di conguagli) utilizzando sempre 6 cifre decimali. Questo indipendentemente dal criterio individuato dal comma 1 del decreto legislativo n. 213/98, estendendo la salvaguardia dei clienti finali e realizzando la migliore approssimazione nella conversione che tale scelta consente.

I calcoli effettuati hanno portato, infatti, a ritenere con ragionevole certezza che con l'utilizzo di 6 decimali, per qualunque corrispettivo unitario, estendendo i criteri proposti dall'art. 4 del decreto legislativo n. 213/98, scostamenti rispetto al valore di partenza in lire causati dal passaggio da lire a euro e dalla successiva riconversione in lire siano insignificanti o nulli (nell'ordine di 0,001 lire). Inoltre, soprattutto in sede di conguaglio (e quindi di fatturazioni complesse in cui entrano più corrispettivi diversi) verranno significativamente ridotti i problemi di arrotondamento dell'ammontare finale.

L'Autorità ha inoltre ritenuto che i corrispettivi unitari in euro a 6 decimali siano meglio comprensibili dal consumatore se espressi in centesimi di euro, cioè in una unità di misura che corrisponde anche concretamente alle monete che il consumatore si trova in tasca. Il riferimento al centesimo di euro risulta in questo caso più immediato e trasparente. Quindi, per quanto riguarda l'esposizione dei corrispettivi unitari convertiti in bolletta, l'Autorità ha richiesto che in via prioritaria questi ultimi siano espressi in centesimi di euro con 4 decimali, fatta salva comunque la possibilità per gli esercenti di poter ricorrere anche alla esposizione degli stessi in euro con 6 decimali.

La delibera n. 136/01 prevede inoltre che i calcoli intermedi vengano effettuati utilizzando i corrispettivi unitari convertiti con 6 decimali, mentre gli autonomi importi da pagare o contabilizzare vengono espressi e utilizzati in euro a 2 decimali.

I contenuti della delibera n. 136/01 sono poi risultati del tutto coerenti con le indicazioni impartite dal CIPE (Comitato interministeriale per la programmazione economica) con la direttiva n. 90 del novembre 2001.

Il protocollo d'intesa con il CNCU

Il 17 ottobre 2001 è stato sottoscritto congiuntamente fra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) un protocollo d'intesa con l'obiettivo di valorizzare e promuovere l'azione delle associazioni dei consumatori e degli utenti nei settori regolati e di informare i consumatori sui loro diritti. Il CNCU è stato costituito ai sensi della legge 30 luglio 1998, n. 281, con il compito istituzionale di:

- esprimere pareri, ove richiesto, sugli schemi di disegni di legge del Governo, nonché sui disegni di legge di iniziativa parlamentare e sugli schemi di regolamenti che riguardino i diritti e gli interessi dei consumatori e degli utenti;
- formulare proposte in materia di tutela dei consumatori e degli utenti, anche in riferimento ai programmi e alle politiche comunitarie;
- promuovere studi, ricerche e conferenze sui problemi del consumo e sui diritti dei consumatori e degli utenti, e il controllo della qualità e della sicurezza dei prodotti e dei servizi;
- elaborare programmi per la diffusione delle informazioni presso i consumatori e gli utenti;
- favorire iniziative volte a promuovere il potenziamento dell'accesso dei consumatori e degli utenti ai mezzi di giustizia previsti per la soluzione delle controversie;
- favorire ogni forma di raccordo e coordinamento tra le politiche nazionali e regionali in materia di tutela dei consumatori e degli utenti, assumendo anche iniziative dirette a promuovere la più ampia rappresentanza degli interessi dei consumatori e degli utenti nell'ambito delle autonomie locali;
- stabilire rapporti con analoghi organismi pubblici o privati di altri paesi e dell'Unione europea.

Il protocollo d'intesa fra l'Autorità e il CNCU prevede:

- consultazione delle associazioni prima dell'emanazione da parte dell'Autorità di provvedimenti di interesse generale, e informazione delle stesse attraverso incontri periodici;
- informazione dei consumatori sui servizi elettrico e gas, attraverso la realizzazione di strumenti *ad hoc*;

- formazione, rivolta essenzialmente al personale delle associazioni che opera a contatto col pubblico, sulla regolamentazione emanata dall'Autorità (tariffe, qualità, condizioni contrattuali, tutela dei diritti);
- valorizzazione del monitoraggio dei servizi svolto dalle associazioni;
- possibile sperimentazione e sviluppo di forme stragiudiziali di soluzione delle controversie.

La progettazione e lo sviluppo delle attività sono affidate a un gruppo di lavoro congiunto fra Autorità e CNCU. Il gruppo di lavoro ha iniziato la sua attività il 7 marzo 2002 e ha avviato le seguenti iniziative: giornate di formazione riservate ai formatori delle associazioni dei consumatori, una campagna di informazione sui diritti degli utenti del servizio elettrico e gas.

L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DI FONTI RINNOVABILI

Gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto, unitamente alle preoccupazioni su possibili conseguenze ambientali negative del processo di apertura dei mercati energetici alla concorrenza, hanno contribuito ad aumentare l'attenzione sul ruolo dell'efficienza energetica negli usi finali, nel perseguimento di obiettivi di contenimento delle emissioni di gas di serra.

Con riferimento all'uso efficiente delle risorse, l'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 9 maggio 2001, n. 79, e l'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00, hanno previsto rispettivamente che tra gli obblighi connessi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale vi sia quello di perseguire l'efficienza energetica negli usi finali secondo obiettivi quantitativi da definirsi in un successivo decreto ministeriale. I decreti 24 aprile 2001 emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministero dell'ambiente hanno risposto a tale previsione.

I decreti ministeriali 24 aprile 2001

Gli obiettivi

I decreti 24 aprile 2001 fissano obiettivi nazionali annuali di contenimento dei consumi di energia primaria per il periodo 2002-2006 come riportato nella tavola seguente. Almeno la metà di questi obiettivi dovrà essere perseguita attraverso interventi di riduzione dei consumi negli usi finali di energia elettrica e di gas naturale[2].

2 Il fattore di conversione dei kWh in tep è fissato dai decreti per il primo anno di applicazione (1 kWh = 0,22 X 10^{-3} tep) e può essere successivamente aggiornato dall'Autorità in funzione dei miglioramenti di efficienza conseguibili dalle tecnologie di generazione termoelettrica. L'Autorità determina anche i poteri calorifici inferiori dei combustibili.

TAV. 5.34 OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI

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

Il raggiungimento di questi obiettivi produce una riduzione dei consumi complessivi di energia, rispetto al livello che essi avrebbero altrimenti mostrato.

Gli obiettivi nazionali vengono ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas in proporzione alla quantità, autocertificata, di energia elettrica o di gas naturale distribuita ai clienti finali in rapporto al totale nazionale, comunicato annualmente dall'Autorità. Entrambe le grandezze sono conteggiate nell'anno precedente.

Fino all'emanazione di un successivo decreto dei due ministeri competenti, sono soggetti agli obblighi stabiliti dai due decreti solamente i distributori e le imprese di distribuzione che forniscono almeno 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001. Si tratta nel complesso di circa 30 distributori.

Anche per il singolo distributore, non meno del 50 per cento dell'obiettivo annuale deve essere ottenuto attraverso interventi di riduzione dei consumi del vettore energetico fornito. I distributori sono inoltre tenuti al rispetto di obblighi sia di informazione delle regioni o province autonome interessate, sia di coordinamento delle proprie iniziative volte al conseguimento degli obiettivi specifici a essi assegnati, tenendo conto degli indirizzi di programmazione energetico/ambientale regionale e locale.

Per garantire una certa gradualità nell'avvio del meccanismo, limitatamente all'anno 2002 è previsto che i distributori possano contabilizzare risparmi energetici prodotti da progetti realizzati nel 2001, a patto che questi siano stati oggetto di accordo con la pubblica amministrazione e previo parere conforme dell'Autorità. Inoltre, eventuali deficit di risparmio rispetto all'obiettivo specifico possono essere compensati nei due anni successivi (2003 e 2004) senza per questo incorrere in alcuna sanzione.

I progetti ammissibili

Gli obiettivi di risparmio energetico devono essere raggiunti attraverso la predisposizione di interventi, o "progetti", i cui risultati in termini di energia primaria risparmiata sono valutati sulla base di apposite *Linee guida* predisposte e pubblicate dall'Autorità, sentite le regioni e le province autonome e a seguito di consultazione dei soggetti interessati.

Le tipologie di intervento tipicamente ammissibili ai fini del conseguimento degli obiettivi fissati dal legislatore sono elencate nell'allegato 1 a entrambi i decreti. Sono esplicitamente esclusi i progetti orientati al miglioramento dell'efficienza energetica relativi agli impianti di generazione di energia elettrica[3].

Ogni progetto genera un risultato di energia primaria risparmiata per un massimo di cinque anni[4].

I progetti possono essere realizzati direttamente dai distributori, anche attraverso società da loro controllate, ovvero da società terze operanti nel settore dei servizi energetici (autonomamente o per conto dei distributori).

I titoli di efficienza energetica

Ogni anno l'Autorità dovrà valutare e certificare i risparmi energetici ottenuti da tutti i singoli progetti. La certificazione avverrà attraverso l'emissione di Titoli di efficienza energetica (TEE) il cui valore sarà espresso in termini di energia primaria risparmiata (tep).

I TEE possono essere scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali, ovvero nel mercato dei titoli che sarà appositamente organizzato dal Gestore del mercato unitamente alle regole di funzionamento del mercato stesso, d'intesa con l'Autorità.

La possibilità di scambiare TEE consentirà ai distributori, che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia negli usi finali attraverso la realizzazione di progetti, di acquistare (in sostituzione alla realizzazione di progetti) titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio relativamente inferiori, e che pertanto avranno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato. Lo sviluppo del mercato dei TEE è pertanto di fondamentale importanza per contenere i costi complessivamente sostenuti dai distributori e dalle società terze operanti nel settore dei servizi energetici (le cosiddette *Energy Services Companies* o ESCO) per il conseguimento degli obiettivi quantitativi fissati dai decreti.

3 Fanno eccezione gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore ai 20 kW.

4 Sono inoltre previste specifiche modalità di certificazione dei prodotti, apparecchi o componenti di impianti utilizzati nell'ambito dei progetti o dei quali sia comunque promosso l'impiego.

I controlli, le verifiche e le sanzioni

Per verificare che i progetti siano stati effettivamente realizzati conformemente ai criteri stabiliti nei decreti e nelle *Linee guida* emanate dall'Autorità, questa svolgerà appositi controlli, anche a campione.
La verifica del conseguimento degli obiettivi quantitativi assegnati dai decreti ai singoli distributori verrà effettuata annualmente dall'Autorità sulla base della trasmissione, da parte degli stessi distributori, dei TEE relativi all'anno precedente.
Il mancato conseguimento degli obiettivi quantitativi da parte dei singoli distributori soggetti all'obbligo viene sanzionato. Le sanzioni vengono definite e applicate dall'Autorità.

Il recupero dei costi sostenuti

I decreti prevedono la possibilità che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti predisposti ai fini del rispetto degli obiettivi quantitativi loro assegnati possano essere finanziati, per la parte non coperta da altre risorse, attraverso le tariffe di trasporto dell'energia elettrica e del gas secondo criteri stabiliti dall'Autorità. Tali criteri dovranno anche tenere conto degli "eventuali incrementi o diminuzioni di profitto connessi alla maggiore o minore vendita di energia elettrica/gas conseguente alla realizzazione dei progetti".

Le proposte dell'Autorità

Nell'aprile 2002 l'Autorità ha diffuso un documento di consultazione contenente le proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001. Nel definire le proposte, l'Autorità ha perseguito 4 obiettivi principali:

- dare certezza e affidabilità agli operatori, in modo da favorire la più ampia diffusione possibile dei progetti di efficienza energetica;
- semplificare le procedure di valutazione e di controllo dei risultati dei progetti, in modo da minimizzare le esigenze di misurazione e controllo, pur mantenendo una ragionevole precisione delle stime dei risultati;
- favorire lo sviluppo del mercato dei titoli di efficienza energetica, garantendo la massima semplicità e trasparenza, agevolando l'accesso al mercato del più ampio numero di soggetti possibile, promuovendo la flessibilità;
- contribuire alla eliminazione degli attriti che frenano lo sviluppo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici, promuovendo al contempo l'efficienza e l'innovazione tecnologica.

Criteri per la preparazione, esecuzione, valutazione e controllo dei progetti di risparmio energetico

L'Autorità propone che i soggetti che possono realizzare progetti per l'efficienza energetica si occupino di ottenere eventuali autorizzazioni e permessi richiesti dalla normativa vigente conservando la relativa documentazione tecnica, che potrà essere richiesta in sede di controlli a campione. Viene altresì proposto di definire una taglia minima per ogni intervento ammissibile al fine del conseguimento degli obiettivi fissati dai decreti. Le modalità di esecuzione dei progetti non dovranno risultare né di ostacolo allo sviluppo della concorrenza né discriminatorie nei confronti delle diverse tipologie di clienti.

Valutazione dei risparmi

Vengono proposti tre approcci di valutazione dei risparmi conseguiti dai progetti realizzati nell'ambito dei decreti:

- valutazione standardizzata;
- valutazione ingegneristica;
- valutazione consuntiva basata su piani di monitoraggio energetico, approvati tramite verifica preliminare di conformità alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida*, ai sensi dell'art. 5, comma 7, dei decreti.

I metodi valutazione standardizzata sono definiti per alcune tipologie di intervento ripetibili su larga scala, e che permettono di stabilire il risparmio medio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento (apparecchiatura ad alta efficienza installata o della quale si è promossa l'installazione), date determinate condizioni. Il ricorso a tali metodi standardizzati permette di ridurre al minimo non solo i requisiti in materia di preparazione dei progetti, ma anche la documentazione richiesta per la certificazione dei risultati.

I metodi di valutazione ingegneristica sono basati sulla identificazione di un algoritmo di stima dei risparmi di energia primaria, i cui risultati dipendono dai valori consuntivi non solo di unità installate ma anche di parametri di utilizzo; tali valori dovranno essere adeguatamente registrati nel corso della vita del progetto. Per le tipologie di intervento per le quali sono disponibili metodi di valutazione ingegneristica saranno quindi richieste agli operatori la rilevazione di uno o più parametri, relativi in particolare all'utilizzo delle tecnologie installate (per esempio, numero di ore di funzionamento, fattore di carico medio ecc.) e la predisposizione a consuntivo di una documentazione maggiore rispetto a quanto previsto per i metodi standardizzati, allo scopo di comprovare i risparmi ottenuti[5].

5 Nell'appendice B al documento di consultazione è contenuta una scheda esemplificativa di applicazione di questo metodo.

I metodi di valutazione consuntiva, basati su piani di monitoraggio energetico, si applicano alle tipologie di progetti per le quali non sono disponibili metodi di valutazione definiti dall'Autorità (standardizzati o ingegneristici). L'Autorità propone che in tali casi debba essere effettuata una verifica preliminare di conformità del piano di monitoraggio alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida* ai sensi dell'art. 5, comma 7, dei decreti.

In tutti i casi, l'Autorità stabilisce che il risparmio energetico debba essere ottenuto a parità di servizio energetico reso all'utenza.
Per la valutazione standardizzata e ingegneristica l'Autorità indicherà la tecnologia di riferimento rispetto a cui vengono valutati i risparmi conseguiti dal singolo progetto. Per le tipologie di progetti per le quali sono disponibili schede di valutazione standardizzata l'Autorità definisce inoltre:

- i coefficienti correttivi per risparmi non addizionali, che consentono di depurare i risparmi lordi attribuiti all'intervento dai risparmi conseguiti da quegli utenti che hanno partecipato al progetto per convenienza economica, ma che avrebbero comunque fatto scelte di consumo simili anche in assenza del progetto;
- i coefficienti correttivi per modalità di consegna diverse dall'installazione diretta degli apparecchi ad alta efficienza (per esempio, semplice vendita senza installazione o invio di buoni di acquisto);
- una taglia di progetto fissata in termini di numero minimo di unità fisiche di riferimento (per esempio, numero di apparecchi installati).

Al fine di considerare l'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi conseguibili attraverso tali progetti, l'Autorità propone che, per i quattro anni successivi a quello di avvio dell'intervento, sia considerata una persistenza dei risparmi in una misura compresa tra il 100 e il 95 per cento rispetto all'anno precedente, in funzione delle diverse tipologie di intervento (per esempio, progetti di tipo attivo e progetti di tipo passivo).

Tutti i coefficienti e parametri utilizzati per definire i valori unitari di risparmio energetico attribuibili alle diverse tipologie di progetto saranno oggetto di verifica continua da parte dell'Autorità e potranno essere aggiornati.

Per i progetti per i quali è necessario ricorrere a metodi di valutazione consuntiva, la definizione della tecnologia di riferimento e dei fattori correttivi dovrà essere effettuata e debitamente documentata dal soggetto che attua l'intervento e non potrà basarsi su parametri standard. Anche la persistenza dei

risparmi nell'arco dei cinque anni di vita utile dei progetti dovrà essere misurata direttamente. La taglia minima di progetto verrà invece determinata dall'Autorità e fissata in termini di unità energetiche.

Per tutti i progetti che prevedono campagne di informazione, formazione, sensibilizzazione e promozione come misure accompagnatorie, l'Autorità propone di attribuire a priori un valore standard ai benefici incrementali conseguibili attraverso tali misure; esso verrà fissato a seguito del processo di consultazione e potrà essere differenziato per tipologia di intervento. Per le campagne di informazione, promozione e sensibilizzazione che costituiscono progetti a se stanti, l'Autorità propone invece che sia sempre utilizzato il metodo della valutazione consuntiva.

Criteri per la parziale copertura tariffaria dei costi sostenuti per la realizzazione dei progetti

L'Autorità propone che i distributori abbiano la possibilità di recuperare, attraverso lo strumento tariffario, la parte non coperta da altre risorse dei costi sostenuti per il conseguimento degli obiettivi quantitativi loro imposti.

Il riconoscimento sarà basato su parametri standard e quindi tali da promuovere l'efficienza nella realizzazione dei progetti di risparmio energetico. Il parametro standard sarà costituito dal costo medio riconosciuto per unità di energia risparmiata, espresso in euro/tep; inoltre verrà fissato con riferimento al costo medio evitato di acquisto di quell'unità di energia, a una *proxi* del costo ambientale evitato attraverso il risparmio di quell'unità di energia, alla quota dei costi relativi alla realizzazione dei progetti che dovrà essere coperta, in media, attraverso altre risorse, e infine alle stime disponibili circa il costo medio di risparmio energetico per alcune tipologie di progetti[6].
Per favorire la riduzione dei consumi finali, si propone che il riconoscimento sia limitato ai risparmi di energia primaria, ottenuti attraverso progetti di riduzione dei consumi di energia elettrica o di gas, e che avvenga fino all'occorrenza degli obiettivi specifici dei decreti imposti ai singoli distributori.

6 Cfr. F. Krause, *Strategie ed interventi per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra attraverso misure di efficienza negli usi finali di energia elettrica*, ANPA, Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, Roma, 1998.

Per quanto attiene agli "*eventuali incrementi o diminuzioni di profitto o di perdita economica connessi alla maggiore o minore vendita di energia elettrica o di gas conseguente alla realizzazione dei progetti*", l'Autorità ritiene che, per effetto delle strutture tariffarie del servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, definite rispettivamente dalle delibere dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228, e n. 237/00, tali profitti e perdite siano nulli.

Meccanismo e procedura di prelievo

L'Autorità propone che il prelievo venga effettuato sulla quota variabile e su base presuntiva, con conguagli da realizzarsi al termine del processo di verifica del conseguimento degli obiettivi a carico dei singoli distributori.

I titoli di efficienza: soggetti beneficiari

Al fine di favorire l'accesso al mercato dei TEE al più ampio numero di soggetti possibile, l'Autorità propone che abbiano diritto ai titoli anche i distributori non sottoposti a obblighi. Inoltre, si propone che valgano per le ESCO gli ordinari requisiti minimi previsti per le organizzazioni costituite in forma societaria.

I titoli di efficienza: tipologia di titoli

In conformità con quanto stabilito dai decreti viene proposto che l'Autorità emetta tre tipi di titoli, in relazione ai diversi obiettivi dei distributori e caratterizzati da differenti gradi di fungibilità tra di loro:

- titoli di tipo 1, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso riduzione dei consumi di energia elettrica;
- titoli di tipo 2, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo 3, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso riduzione dei consumi di altri combustibili fossili.

L'Autorità propone inoltre che i titoli abbiano una vita utile pari a cinque anni, calcolati a partire dalla data di emissione. In tal modo i distributori hanno la possibilità di utilizzare titoli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno, per conseguire gli obiettivi specifici nei quattro anni successivi. Tale possibilità garantisce una certa flessibilità e contribuisce a limitare la volatilità del prezzo dei titoli.

Verifica del conseguimento degli obiettivi e sanzioni per inadempienza: valore della sanzione

L'Autorità propone di definire la sanzione per inadempienza in termini unitari (euro/tep non risparmiato) e che il valore unitario sia pari al maggior valore tra un parametro da definirsi, in seguito al processo di consultazione, e il prezzo medio di mercato dei TEE registrato nell'anno al quale fa riferimento l'inadempienza, moltiplicato per un coefficiente superiore a uno. Tali valori di riferimento sono da intendersi come aggiornabili. Al fine di rendere coerente il disegno del meccanismo sanzionatorio con l'impianto dei decreti, l'Autorità propone inoltre di differenziare la sanzione da irrogare nel caso di inadempienza all'obiettivo complessivo annuo assegnato a ciascun distributore, da quella per inadempienza all'obbligo di conseguire almeno il 50 per cento di tale obiettivo attraverso riduzioni nei consumi finali del vettore energetico distribuito.

Per tenere conto del fatto che il raggiungimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria dipende anche dalla risposta dei clienti alle proposte formulate dai distributori e dalle ESCO, l'Autorità propone che nel comminare le eventuali sanzioni si tenga conto, almeno nei primi anni di attuazione, del rapporto tra il totale dei risparmi raggiunti e l'obiettivo totale. Nel caso in cui questo rapporto assuma valori inferiori a 1, le eventuali sanzioni comminate ai distributori che non raggiungono il proprio obiettivo specifico potrebbero essere ridotte in proporzione al mancato raggiungimento dell'obiettivo totale.

Per favorire la flessibilità nel raggiungimento degli obiettivi annuali assegnati ai singoli distributori, il documento propone di prevedere una procedura di irrogazione di sanzioni che comprenda come primo passo una sorta di "raccomandazione" o "diffida", rivolta agli esercenti che non rispettano il proprio obiettivo annuale, a compensare nell'anno successivo a quello al quale l'obiettivo si riferisce. In tal modo gli obiettivi annuali avrebbero tutti una flessibilità intertemporale di almeno 2 anni (3 anni per il 2002).

Verifica del conseguimento degli obiettivi e sanzioni per inadempienza: modalità di irrogazione

La sanzione potrà venire irrogata in un'unica somma, ovvero attraverso una decurtazione del costo totale riconosciuto di un ammontare pari a quello stabilito per la sanzione. Infine, l'Autorità potrà irrogare sanzioni ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettere c) e d), della legge n. 481/95, per inadempienza ai propri provvedimenti, incluse le *Linee guida*, o in caso di trasmissione all'Autorità di informazioni e dati non veritieri.

PAGINA BIANCA

SEZIONE 3

RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ

RAPPORTI ISTITUZIONALI

L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE

PAGINA BIANCA

6. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RESPONSABILITÀ, TRASPARENZA E INDIPENDENZA

Le procedure decisionali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono aperte e trasparenti, in linea con gli assetti più avanzati concernenti l'esercizio dell'attività amministrativa, con riferimento ai procedimenti per l'adozione dei provvedimenti sia individuali sia generali.

Per quanto riguarda i primi, le disposizioni del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, rendono applicabili, con le particolarità suggerite dall'azione amministrativa dell'Autorità, i principali istituti del procedimento amministrativo, quali la comunicazione del suo avvio, la possibilità di intervenire nello stesso con la presentazione di memorie scritte e documenti, la comunicazione delle risultanze al termine dell'istruttoria. A ulteriore garanzia dell'effettività del contraddittorio, è prevista anche la possibilità, per i soggetti destinatari del provvedimento, di chiedere una audizione finale davanti al Collegio. Con specifico riferimento ai procedimenti individuali, il decreto del Presidente della Repubblica n. 244/01 assicura inoltre la possibilità, per i soggetti indicati, di accedere agli atti del procedimento mediante la visione o l'estrazione di copia dei medesimi.

Per quanto attiene ai secondi, la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61, garantisce procedure istruttorie caratterizzate dalla possibilità, per i soggetti interessati, di presentare osservazioni e memorie scritte, anche a margine della eventuale diffusione, da parte dell'Autorità, di un apposito documento per la consultazione. Nell'ambito dello stesso tipo di procedimento è prevista pure la possibilità di convocare audizioni speciali, anche individuali, per acquisire ulteriori elementi conoscitivi.

Nell'insieme, le procedure descritte garantiscono, ai soggetti destinatari dei provvedimenti dell'Autorità, il pieno diritto alla partecipazione procedimentale, ferma restando la potestà dell'Autorità.

L'Autorità intende introdurre formalmente l'analisi di impatto della regolazione come strumento per valutare e aumentare l'efficacia delle sue decisioni, e per minimizzare il costo della regolazione sia per i soggetti regolati, sia per il regolatore stesso.

Tale strumento, previsto dalla legge di semplificazione 8 marzo 1999, n. 50, che introduce l'analisi dell'impatto della regolazione per la pubblica amministrazione italiana e ulteriormente definito sotto il profilo metodologico e procedurale dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 21 settembre 2001, viene esplicitamente citato anche per le autorità amministrative indipendenti nel disegno di legge 12 ottobre 2001 (legge di semplificazione 2001).

L'Autorità ha rilevato che nei procedimenti per l'adozione dei propri provvedimenti sono contenuti metodologie e approcci di valutazione – sinteticamente riassunti nelle relazioni tecniche di accompagnamento delle delibere – coerenti con l'ulteriore sviluppo delle procedure di analisi di impatto della regolazione, prescritte dalla normativa.

I risultati raggiunti dall'Autorità dimostrano che l'indipendenza è stata difesa e maturata nelle scelte tecniche, soprattutto in materia di tariffe e qualità dei servizi di pubblica utilità. L'indagine *Regulatory Reform in Italy*, condotta dall'OCSE nella primavera 2001, evidenzia il progresso registrato nel nostro paese dal 1990 nel settore dei servizi pubblici ed esprime un lusinghiero giudizio sull'Autorità; a questo segue la raccomandazione al Governo e al Parlamento di proseguire su tale strada, superando le pressioni degli interessi contrastanti.

RAPPORTI CON AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE

L'Autorità svolge una costante attività di coordinamento e raccordo con altri organismi istituzionali ed è chiamata a esprimere pareri, a inviare osservazioni e segnalazioni, a presentare memorie su temi di sua competenza.

Il 13 giugno 2001 l'Autorità, in vista dell'entrata in vigore della riforma delle tariffe di distribuzione del gas, ha inviato osservazioni e proposte al Governo in materia di tassazione sulle forniture di gas metano e altri gas distribuiti a mezzo di reti urbane (imposta di consumo, addizionale regionale e imposta sul valore aggiunto). L'Autorità ha segnalato al Governo l'opportunità e l'urgenza di introdurre modifiche nella normativa tributaria, in modo da renderla coerente con gli obiettivi di liberalizzazione del mercato e con il nuovo ordinamento tariffario. Questo, articolato per fasce di consumo, ha infatti unificato le precedenti gamme tariffarie, basate su tipologie di utilizzo alle quali erano attribuite diverse aliquote di prelievo.

Il 25 luglio 2001 l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione riguardo al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 7 maggio 2001 che dettava indirizzi strategici e operativi alla Sogin S.p.A. (Società gestione impianti nucleari). L'obiettivo è stato evidenziare alcuni disallineamenti del decreto, rispetto al vigente ordinamento tariffario del settore dell'energia elettrica, che potrebbero determinare un significativo incremento degli

oneri a carico dei clienti finali del mercato libero e di quello vincolato. L'Autorità ha segnalato l'opportunità di modificare e integrare il decreto ministeriale per evitare appesantimenti del carico fiscale gravante sulle tariffe e sui prezzi.

Il 7 settembre 2001 l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione sulla proposta della Commissione europea al Parlamento e al Consiglio dei ministri per l'adozione di un regolamento delle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Il regolamento si propone di incrementare tali scambi e contemporaneamente, definendo strumenti per la rimozione di barriere tecniche ed economiche a essi, di incentivare la concorrenza nel mercato interno. L'Autorità ha sottolineato quanto l'eliminazione degli ostacoli oggi esistenti e l'armonizzazione delle discipline dei diversi paesi in un sistema europeo integrato siano condizioni imprescindibili per la creazione di un mercato unico europeo liberalizzato. A tal fine, sono stati dati suggerimenti per introdurre nel regolamento adeguate condizioni di reciprocità, relative al meccanismo di compensazione dei flussi di transito, ai criteri di equilibrio delle condizioni di accesso alle reti, alle modalità e condizioni di assegnazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni.

Il 3 ottobre del 2001, l'Autorità ha presentato al Ministro delle attività produttive un parere sullo schema di decreto ministeriale in materia di corrispettivi da attribuire al titolare di concessioni di coltivazione per giacimenti da destinare a stoccaggio di gas. L'Autorità, nell'esprimere parere favorevole, ha fornito osservazioni sui criteri di valorizzazione degli impianti e del gas non ancora estratto.

Come previsto da una propria delibera, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha richiesto all'Autorità un parere rispetto a un elenco di impianti presentato dalla società Enel S.p.A. La domanda riguardava la rispondenza di tali impianti a tipologie specifiche per la cessione sul mercato, condizione necessaria per l'assenso all'acquisizione della società Infostrada S.p.A. L'Autorità, il 3 ottobre 2001, ha espresso in proposito una valutazione negativa avendo verificato che gli impianti indicati non rientravano nella categoria "di punta", come era invece richiesto.

Il 30 ottobre l'Autorità ha presentato al Ministro delle attività produttive un parere sull'aggiornamento annuale della rete nazionale di gasdotti. Le sue valutazioni favorevoli hanno, in particolare, riguardato le previsioni di realizzazione di nuove infrastrutture e il loro collegamento con la rete nazionale.

Il 13 novembre 2001, nell'ambito dell'*Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore energia*, l'Autorità è stata ascoltata dalla Commissione attività produttive della Camera. Nella stessa occasione, è stata presentata una memoria descrittiva dello stato e delle prospettive dei settori dell'energia elettrica e del gas (vedi riquadro più oltre).

Il 13 dicembre 2001, l'Autorità ha inviato un documento di analisi alla Commissione istituita dal Ministro per la funzione pubblica per la razionalizzazione della disciplina delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore (vedi Capitolo 2).

Il 12 febbraio 2002, l'Autorità è stata ascoltata dall'Ufficio di presidenza della Commissione industria del Senato nell'ambito della discussione sul disegno di legge annuale di semplificazione, che prevedeva il conferimento al Governo di una delega al riassetto legislativo in materia di energia elettrica e gas, inclusa la revisione della legge istitutiva dell'Autorità. Nel corso dell'audizione è stata consegnata una memoria che ha in particolare illustrato il ruolo e il lavoro svolto dall'Autorità nei primi anni di attività, oltre a fornire un quadro delle liberalizzazioni in atto.

Il 13 marzo 2002, l'Autorità ha inoltrato una segnalazione al Governo e al Parlamento sul disegno di legge di conversione del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7. Esso prevedeva una speciale normativa per facilitare la realizzazione di nuovi impianti elettrici e garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. L'Autorità ha segnalato la propria condivisione degli obiettivi generali perseguiti dal provvedimento, ritenuti essenziali per dare nuovo impulso e maggiore certezza alla liberalizzazione, auspicandone la rapida approvazione. Al contempo è stata richiamata l'attenzione del Governo e del Parlamento sul contenuto di alcuni articoli aggiuntivi posti in discussione, in particolare in materia di *stranded cost* e di remunerazione delle reti di distribuzione dell'elettricità. Questi apparivano in possibile contrasto con gli obiettivi generali della liberalizzazione e della promozione della concorrenza, oltre che con la necessità di una riduzione di costo dell'elettricità per i consumatori finali.

Sintesi della memoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia, 13 novembre 2001

Liberalizzazione e regolazione in Europa

La liberalizzazione dei settori energetici procede in gran parte del mondo industrializzato generando benefici per lo sviluppo economico e sociale e offrendo vantaggi evidenti: miglioramento della competitività del sistema produttivo, creazione di nuove imprese e di nuove attività anche su scala internazionale, crescente libertà di scelta per il consumatore. Essa rende possibile e compatibile con l'economia di mercato la graduale privatizzazione di imprese pubbliche. In Europa le riduzioni dei prezzi intervenute nello scorso decennio appaiono generalmente in diretta correlazione con il grado di apertura del mercato (Regno Unito, Spagna, Scandinavia). Nell'Unione europea la liberalizzazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas e la loro integrazione in un mercato unico avviene, anche se con difficoltà, in attuazione delle Direttive adottate rispettivamente nel 1996 e nel 1998 e recepite in Italia. Nel misurare il grado di liberalizzazione va tenuto però presente che un assetto liberalizzato poggia su tre sostegni: una domanda libera di scegliere, un'offerta concorrenziale, un accesso alle reti garantito a condizioni di parità fra operatori.

Nell'Unione europea i mercati energetici nazionali o regionali restano poco comunicanti: la loro transizione verso un mercato unico è frenata dall'insufficienza delle interconnessioni fisiche, dalla eterogeneità delle strutture industriali e di mercato, dall'insufficiente incisività delle regole comuni indicate nelle Direttive europee e dalla diversa velocità e intensità con cui i sistemi nazionali convergono verso di esse. Per queste ragioni, all'inizio del 2001 la Commissione europea ha proposto al Consiglio e al Parlamento UE due nuove Direttive per modificare quelle vigenti (96/92/CE e 98/30/CE); punto fondamentale delle proposte avanzate dalla Commissione è l'istituzione in tutti gli Stati membri di regolatori indipendenti, dotati di competenze in materia di tariffe, di accesso alle reti dell'energia elettrica e del gas, incluse le interconnessioni con l'estero, e di qualità del servizio. In Italia queste condizioni sono in larga misura già verificate. Assieme alle nuove Direttive la Commissione ha proposto un regolamento per introdurre regole tariffarie che eliminino le barriere alla circolazione dell'energia elettrica.

L'Autorità italiana, istituita all'inizio del processo di liberalizzazione con determinazione adottata a larghissima maggioranza dal Parlamento con la legge n. 481/95, assicura agli operatori del settore un quadro di regole coerente e stabile nel tempo, disegnato e applicato con imparzialità. In particolare, in presenza di imprese dominanti controllate dal Governo, solo una regolazione posta

sotto la responsabilità di un soggetto dotato di indipendenza e di ampia autonomia può essere considerata imparziale e quindi favorire l'ingresso e la crescita di operatori industriali, promuovere lo sviluppo degli investimenti, garantire la tutela di utenti e consumatori. La necessaria indipendenza non impedisce tuttavia che l'attività dell'Autorità di regolazione sia orientata agli obiettivi definiti dal Parlamento e dal Governo e sia coordinata con l'azione del Governo stesso; infatti la legge istitutiva vuole che l'attività di regolazione e gli interventi dell'Autorità siano coerenti con gli indirizzi di politica generale e con le esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che il Governo indica nel Documento di programmazione economico-finanziaria.

Domanda e offerta di energia elettrica

I sistemi energetici a rete in Italia sono caratterizzati da costi elevati rispetto al contesto europeo: ciò comporta un indebolimento della posizione competitiva delle imprese per le quali l'energia elettrica è un fattore di costo significativo. La risposta al problema risiede nella liberalizzazione e dunque nella promozione della concorrenza. Già oggi i clienti del mercato libero riescono ad acquistare energia elettrica a condizioni di prezzo più vantaggiose degli analoghi clienti del mercato vincolato.

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

I clienti idonei ad acquistare elettricità sul mercato libero sono più che raddoppiati in poco più di un anno ed esprimono una domanda pari al 40 per cento di quella totale. Tale percentuale salirà a circa il 60 per cento quando la soglia di accesso all'idoneità scenderà a 100.000 kWh per anno, tre mesi dopo l'ultimazione delle previste cessioni degli impianti dell'Enel. Entrerà allora nel mercato libero il tessuto delle piccole e medie imprese che connota la struttura produttiva italiana; alcune di queste già vi accedono attraverso i consorzi di acquisto. Va tuttavia valutata l'opportunità di prevedere un'apertura del mercato elettrico coerente con quella già decisa per il mercato del gas, in cui tutti i clienti saranno liberi dopo l'1 gennaio 2003, anche al fine di evitare squilibri tra i due settori e mercati, e favorire economie di scopo e iniziative di razionalizzazione. All'espansione della domanda potenziale sul mercato libero non ha finora corrisposto un comparabile sviluppo dell'offerta.

L'offerta elettrica si presenta attualmente caratterizzata da un'elevata concentrazione destinata a permanere anche nel medio periodo: contribuiscono a questa concentrazione i tempi lunghi delle cessioni di centrali dell'Enel e delle realizzazioni di nuovi impianti, di generazione e di interconnessione con l'estero. Il principale operatore continuerà a detenere una posizione dominante nel mercato della produzione interna, anche dopo il completamento delle cessioni di impianti per 15.000 MW previste dallo stesso decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Inoltre, gran parte degli impianti ceduti dovranno essere radicalmente ammodernati, restando fuori servizio per non meno di due anni. Rispetto al complesso dell'offerta, inclusiva delle importazioni, il gruppo Enel appare destinata a mantenere a lungo una quota attorno al 50 per cento.

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

Rete di trasmissione e mercato elettrico

La gestione della rete, in carico al Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn Spa), scissa dalla proprietà ha messo in questi anni in evidenza molteplici problemi fra cui, soprattutto, quelli relativi all'attuazione degli indispensabili e urgenti interventi di razionalizzazione e potenziamento per rimuovere le congestioni interne, accrescere la capacità di interscambio con l'estero e connettere nuovi impianti. Deve essere pertanto valutata la possibilità di riunificare proprietà e gestione della rete nazionale di trasmissione in un unico soggetto imprenditoriale neutrale, privo di interessi nella produzione e nella distribuzione e vendita di energia elettrica, come avviene nella quasi totalità dei paesi europei. Per quanto concerne il mercato, è stata istituita la società Gestore del mercato elettrico (Gme Spa) e la sua disciplina è stata definita dal Ministro dell'industria; a essa l'Autorità ha dato il suo contributo anche per raccordare in un quadro unitario la borsa dell'energia elettrica, il mercato delle contrattazioni bilaterali, il ruolo dell'Acquirente Unico. L'avvio della borsa, tuttavia, potrà essere messo in difficoltà da un'offerta estremamente concentrata e da asimmetrie informative. L'Autorità è consapevole del problema e intende sorvegliare l'andamento del mercato e, ove necessario, utilizzerà strumenti economici e amministrativi adeguati a evitare l'insorgere di distorsioni.

Il settore del gas naturale

Anche i prezzi e le tariffe del gas, al netto e al lordo delle imposte, sono più elevati rispetto ai prezzi medi europei: la differenza è particolarmente ampia per le utenze industriali nei confronti di quei paesi in cui esiste un mercato liberalizzato o in via di liberalizzazione; l'elevato carico fiscale gravante sul gas naturale accentua il divario. Fattori strutturali, quali il più facile accesso alle fonti di approvvigionamento e le differenze climatiche che influiscono sull'efficienza della distribuzione, possono spiegare una parte delle differenze riscontrate; l'altra parte deve essere ricondotta alla mancanza in Italia di una pressione concorrenziale nel mercato del gas.
Dall'inizio del 1997 a oggi la tariffa media nazionale è cresciuta di circa il 17 per cento; tale crescita deriva dall'andamento del prezzo internazionale del gas naturale, che ha raggiunto un massimo nei primi mesi dell'anno in corso. L'incremento dei costi della materia prima è stato in parte controbilanciato dalla riduzione delle componenti di trasporto e stoccaggio (oltre l'11 per cento) e di quella del costo di distribuzione, per effetto della riforma tariffaria dell'Autorità.

Nel maggio 2001 l'Autorità ha definito i criteri con cui le imprese già attive nel trasporto e dispacciamento del gas naturale e quelle che vorranno entrare nel mercato calcolano le tariffe per il trasporto e il dispacciamento sulla rete nazionale di gasdotti e sulle reti regionali. Il provvedimento completa l'ordinamento tariffario per il trasporto su reti, siano esse in alta, media e bassa pressione, e consente la rinegoziazione dei contratti di vettoriamento esistenti definiti direttamente tra le parti.

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

Il mercato del gas è oggi ben lontano dal presentare caratteristiche concorrenziali: l'introduzione di una pluralità di fornitori in grado di creare effettiva concorrenza nell'approvvigionamento del gas giova a garantire la sicurezza energetica nazionale, assieme alla maggiore integrazione nel sistema gas europeo, a rapporti di interdipendenza economica più stretti con i paesi produttori, alla diversificazione delle zone d'origine. Per assicurare la formazione di un'offerta concorrenziale devono essere superati ostacoli e impedimenti di natura politica, proprietaria e contrattuale; è necessario promuovere la costruzione di nuove infrastrutture, in primo luogo terminali di rigassificazione del gas naturale lique-

fatto, con un orientamento concorde delle Autorità anche a livello locale. In questo contesto dinamico è nell'interesse del paese che il mercato del gas si liberalizzi il più velocemente possibile, ferme restando le condizioni di reciprocità previste dalle Direttive e dai Trattati europei.

Qualità del servizio

In una fase di liberalizzazione in cui gli amministratori delle imprese, private o pubbliche, agiscono avendo come obiettivo il risultato economico viene meno la garanzia di un comportamento volto a conseguire adeguati livelli di qualità dei servizi. L'azione dell'Autorità ha consentito di ampliare gli strumenti di tutela dei consumatori e di riallineare la posizione dell'Italia a quella dei principali paesi europei. In Italia, il dato medio nazionale relativo alle interruzioni subite dagli utenti in bassa tensione dell'operatore dominate cela forti disparità tra le aree del Nord e quelle del Sud del paese. Per questo motivo, è stato deciso e posto in attuazione un sistema di livelli obbligatori di qualità del servizio con sanzioni e incentivi appropriati, che viene confrontato con quello che i regolatori stanno facendo in altri paesi dell'Unione europea.

Conclusioni

La liberalizzazione offre grandi opportunità di sviluppo alle imprese già monopoliste. È necessario che il loro riposizionamento proceda senza ostacolare e ritardare lo sviluppo dei competitori sul mercato nazionale, in modo che i benefici della concorrenza possano rapidamente compensare i consumatori, domestici e industriali, per gli oneri sopportati nella transizione. In condizioni di parità competitiva, è altamente auspicabile che imprese estere entrino nel mercato italiano, fornendo lo stimolo di una concorrenza capace di insidiare le posizioni di rendita che ancora penalizzano il nostro sistema energetico. È essenziale il rispetto di condizioni di reciprocità effettiva: la definizione di reciprocità contenuta nelle Direttive europee è insufficiente, poiché riguarda solo il diritto di scelta dei consumatori e non le condizioni di parità tra le imprese. La tutela della concorrenza non può essere rinviata al momento in cui i mercati europei saranno concorrenziali e integrati: è proprio nel processo di transizione che si pone con maggior urgenza l'esigenza che tutte le imprese, preesistenti e nuove, si confrontino ad armi pari. È in gioco lo sviluppo industriale dei settori energetici e dei settori consumatori di energia.

Le azioni del Governo e dell'Autorità di regolazione sono entrambe essenziali per l'attuazione di un disegno di sviluppo industriale: il Governo definisce obiettivi e indirizzi rilevanti anche per l'attività di regolazione, che l'Autorità svolge con un'efficacia garantita aroprio dall'autonomia operativa che la legge le garantisce.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE, CONTROLLO E STATO DEL CONTENZIOSO

Attività di consultazione

Sin dalla sua costituzione, l'Autorità si è impegnata a garantire la massima trasparenza dei processi decisionali con valenza esterna, coinvolgendo direttamente in procedure di consultazione consolidate le parti interessate e le associazioni che ne rappresentano gli interessi. Tali procedure prevedono la diffusione da parte dell'Autorità delle proprie proposte di regolazione, generalmente comprensive dello schema di provvedimento, la raccolta delle osservazioni scritte e, in casi di particolare rilevanza, il confronto diretto con i soggetti coinvolti in apposite audizioni speciali. Nel periodo compreso tra aprile 2001 e aprile 2002, utilizzando anche il proprio sito Internet, l'Autorità ha diffuso 8 documenti per la consultazione e raccolto le osservazioni di tutti i soggetti interessati.

TAV. 6.1 **SINTESI DELL'ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**

Aprile 2001-Aprile 2002

TITOLO DEL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE	DATA DI DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione	25 luglio 2001	Consultazione scritta
Condizioni per l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche a tensione nominale superiore a 1 kV i cui Gestori hanno obbligo di connessione di terzi	7 agosto 2001	Consultazione scritta
Proposta per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero nell'anno 2002	7 agosto 2001	Consultazione scritta
Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero e definizione di una disciplina transitoria del dispacciamento	7 agosto 2001	Consultazione scritta
Documento per la consultazione per il conferimento di nuova capacità di rigasificazione di terminali di Gnl	17 gennaio 2002	Consultazione scritta
Inquadramento e proposte per interventi in materia di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero	27 febbraio 2002	Consultazione scritta
Criteri e priorità per la predisposizione dei codici di stoccaggio e definizione sia delle condizioni di accesso sia degli obblighi dei soggetti che svolgono tale attività	14 marzo 2002	Consultazione scritta
Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali	4 aprile 2002	Consultazione scritta Audizioni pubbliche (giugno 2002)

Ispezioni e controlli tecnici

Tali attività si inquadrano nel generale settore delle funzioni a contenuto conoscitivo di competenza dell'Autorità, ossia delle operazioni volte ad acquisire elementi conoscitivi utili sia tramite richieste di invio di dati o documenti, sia tramite verifiche effettuate direttamente presso le sedi degli esercenti i servizi di pubblica utilità. L'esercizio delle suddette funzioni, soprattutto di quelle conoscitive tramite verifiche sul campo, può essere inquadrato in modo tale da generare effetti diversi, potendo in particolare:

- essere oggetto di provvedimenti vincolanti adottati dall'Autorità, che ha potere ispettivo riconosciutogli dall'art. 2, comma 20, lettera a), della legge 14 novembre 1995, n. 481; il ricorso a questa leva comporta, da una parte, l'irrogabilità di sanzioni ai sensi della lettera c) del medesimo comma e articolo, nei confronti degli esercenti i servizi di pubblica utilità che non consentono l'effettuazione delle operazioni previste dallo stesso provvedimento, e dall'altra il fatto che le operazioni ispettive debbano essere disposte con un provvedimento individuale motivato;
- essere attuazione di iniziative di rapporti di collaborazione prefigurati dall'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95; a parità di operazioni conoscitive, la differenza con il punto precedente risiede nel fatto che, in questo caso, l'eventuale impedimento posto dagli esercenti i servizi di pubblica utilità non costituisce presupposto per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, quindi, per svolgere l'ispezione non è necessario un provvedimento individuale motivato.

Si ricorre normalmente ad una doppia, complementare, modalità di esercizio delle funzioni a contenuto conoscitivo, riscontrabile anche con specifico riferimento alle verifiche sul campo:

- programmazione di attività cicliche (normalmente con cadenza annuale o semestrale) di verifica presso gli esercenti, in ordine allo stato di applicazione dei principali provvedimenti adottati;
- assunzione di determinazioni rispetto a specifiche iniziative di carattere conoscitivo, con riferimento a singole e occasionali esigenze di verifica circa la correttezza di comportamenti degli esercenti.

Con la delibera del 18 aprile 2002, n. 65, l'Autorità ha approvato il programma di ispezioni per l'anno 2002. Si è ritenuto che esso dovesse consentire soprattutto l'avvio di un processo di verifica sistematica sullo stato di applicazione dei provvedimenti di carattere tariffario che l'Autorità ha assunto nei due settori di competenza; in questo recependo una indicazione più volte formulata dal Collegio in occasione della discussione propedeutica all'elaborazione dei suddetti provvedimenti.
Con delibera 14 settembre 2001, n. 1999 è stato approvato il Protocollo di intesa che instaura e disciplina il rapporto di collaborazione con la Guardia di Finanza attivato ai fini ispettivi.

In sintesi nel periodo compreso tra maggio 2001 e aprile 2002, è stato svolto un programma di controlli tecnici, consistente in interventi in loco eseguiti (ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95), prevalentemente in attuazione di delibere dell'Autorità. I controlli tecnici effettuati sono stati 20 (152 dall'inizio dell'attività) su un insieme di 18 società elettriche/esercizi Enel Distribuzione S.p.A. (Tav. 6.2).
Un'attenzione particolare è stata dedicata alla verifica della continuità del servizio elettrico, cioè al riconoscimento per gli esercenti dei miglioramenti conseguiti nella continuità del servizio (delibere dell'1 settembre 1999, n. 128; del 28 dicembre 1999, n. 202; del 3 agosto 2000, n. 144). A tal fine sono stati eseguiti controlli a campione sulla corretta registrazione delle interruzioni del servizio elettrico in due diverse campagne. La prima, su soggetti con numero di utenti superiore a 100.000 e per le interruzioni relative all'anno 2000, ai fini dell'adozione di un provvedimento annuale, a carattere individuale, per la determinazione degli incentivi e delle penalità previsti per gli esercenti (delibera del 28 febbraio 2002, n. 27). La seconda, su soggetti con numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000 e per le interruzioni relative agli anni 1999-2000. Quest'ultima ha dato luogo alla delibera 1 agosto 2001 n. 177, con cui l'Autorità ha determinato i livelli tendenziali di miglioramento della continuità come base per la regolamentazione della qualità del servizio e il meccanismo di incentivi/penalità, previsti per questi esercenti a partire dal 2001.

Gli altri controlli sono stati di tipo straordinario, ovvero mirato, con interventi eseguiti rispetto agli incentivi per produttori di elettricità, ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6 e a richieste di consumatori e utenti.

TAV. 6.2 **SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI**

Maggio 2001-Aprile 2002

MOTIVAZIONE	SOGGETTI / IMPIANTI CONTROLLATI
Regolamentazione della continuità del servizio elettrico (delibere n. 128/99, n. 202/99, n. 144/00)	10 sedi di un grande distributore di energia elettrica 4 società elettriche
Contributi a produttori elettrici ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 e del decreto ministeriale 4 agosto 1994	3 impianti idroelettrici 1 impianto geotermoelettrico 1 impianto assimilato a RSU
Interventi su distributori elettrici a seguito di segnalazioni utenti	1 esercizio di un grande distributore di energia elettrica

I controlli tecnici hanno comportato in media un sopralluogo della durata di un giorno e l'impiego congiunto di funzionari dell'Autorità ed esperti, tramite un progetto di collaborazione in materia di controlli tecnici e ispezioni svolto con l'ENEA.

TAV. 6.3 **ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI**

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	10 esercizi di una grande società concessionaria	Applicazione della delibera n. 128/99 e della delibera n. 144/00 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1 gennaio 2000
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	3 società locali a capitale pubblico con numero utenti superiore a 100.000	Applicazione della delibera n. 128/99 e della delibera n. 144/00 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1 gennaio 2000
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	1 società con numero utenti compresi tra 5.000 e 100.000	Applicazione della delibera n. 202/99 sulla regolazione della continuità del servizio elettrico a partire dall'1 gennaio 2001
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	1 esercizio di una grande società concessionaria	Ricostruzione e fatturazione dei consumi in BT a utente non domestico
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	3 impianti idroelettrici di taglia media	Accertamento di rifacimento/potenziamento/ costi sostenuti di realizzazione per impianti idroelettrici, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	1 impianto geotermoelettrico di una grande società di produzione	Accertamento di rifacimento e costi sostenuti di realizzazione, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92
SERVIZIO PRODUZIONE ELETTRICA	1 impianto alimentato a RSU di società locale a capitale pubblico	Accertamento dell'assimilabilità a impianto a RSU, ai sensi del decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994

Stato del contenzioso

Su 334 provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso del 2001, 24 sono stati impugnati con ben 91 ricorsi. Il tasso di "reattività" dei soggetti regolati, o comunque interessati ai provvedimenti dell'Autorità, si è quindi, durante lo scorso anno, attestato intorno al 27 per cento (rapporto tra il numero dei ricorsi e il numero dei provvedimenti adottati).

Per quanto riguarda la provenienza, la maggior parte dei ricorsi (52) è stata effettuata da imprese elettriche; seguono quelli proposti da imprese del gas (28) e da altre imprese (9); non mancano, infine, persone fisiche (2).

TAV. 6.4 **RICORSI AVVERSO LE DECISIONI DELL'AUTORITÀ**

RICORRENTI	1997	1998	1999	2000	2001	TOTALE
IMPRESE ELETTRICHE	3	14	21	16	52	106
IMPRESE DEL GAS	9	1	9	23	28	70
ALTRE IMPRESE	–	13	39	16	9	77
PERSONE FISICHE	3	4	–	–	2	9
ASSOCIAZIONI	–	4	6	3	–	13
AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE	–	–	1	–	–	1
TOTALE	**15**	**36**	**76**	**58**	**91**	**276**
DI CUI CON ISTANZA DI SOSPENSIVA	8	22	49	42	15	136
TOTALE PROVVEDIMENTI IMPUGNATI	**5**	**15**	**18**	**18**	**24**	**80**

Gli esiti dei ricorsi

Con riferimento ai ricorsi presentati nel 2001 e discussi nello stesso anno in primo grado, su 10 istanze di sospensiva 5 sono state rinviate al merito, 4 hanno determinato un rigetto e una sola un accoglimento.

Sempre con riferimento al primo grado, dall'analisi delle decisioni di merito emerge che, su 21 trattazioni ascritte ai provvedimenti adottati nel corso dell'anno, 2 hanno originato una sentenza di totale rigetto, una di parziale accoglimento e 18 di accoglimento pieno.

Su 15 delle 19 decisioni di accoglimento del TAR l'Autorità ha fatto appello al Consiglio di Sato. Di queste 7 sentenze sono state ribaltate in sede di appello, ovvero sospese con ordinanza del Consiglio di Stato, mentre 3 sono state accolte. Negli altri casi è ancora pendente il giudizio di appello.

TAV. 6.5 **RIEPILOGO DEL CONTENZIOSO PER ANNO**

Decisioni su ricorsi presentati nello stesso anno

ANNO	DECISIONI SU ISTANZA SOSPENSIVA			DECISIONI DI MERITO		
	RINVIO AL MERITO	RIGETTO	ACCOLTE	RIGETTO	ACCOLTE IN PARTE	ACCOLTE
1997	4	3	–	2	1	–
1998	4	4	–	3	4	3
1999	7	15	–	5	4	–
2000	10	5	2	3	–	15
2001	5	4	1	2	1	18
2002 (al 30 aprile)	–	–	4	1	–	–

TAV. 6.6 **STATO DEL CONTENZIOSO DAL 1997 AL 30 APRILE 2002**

DECISIONI	ESITO				
	RINVIO AL MERITO	RIGETTO	ACCOLTE	ACCOLTE IN PARTE	ALTRO (A)
Del TAR					
su istanza di sospensiva	30	31	7	6	11
di merito	–	15	36	10	37
Del Consiglio di Stato					
su appelli dell'Autorità	–	8	18	–	–

(A) Sentenze di inammissibilità e improcedibilità o rinunce alla richiesta di sospensiva da parte dei soggetti ricorrenti.

COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE

In corso d'anno, gli uffici dell'Autorità hanno gestito i rapporti con i mezzi di informazione italiani e stranieri, organizzato conferenze stampa, coordinato le interviste e gli interventi dei membri dell'Autorità volti all'approfondimento di tematiche riguardanti la liberalizzazione e la regolazione dei mercati energetici e all'illustrazione delle motivazioni e implicazioni delle principali decisioni assunte. Come di consuetudine, è stata inoltre curata la predisposizione di materiale informativo per la divulgazione al largo pubblico dei principali interventi dell'Autorità (la riforma tariffe elettriche e le opzioni tariffarie, la regolazione della qualità del servizio e la tutela dei consumatori); lo stesso è avvenuto per gli incontri e le visite dei numerosi soggetti italiani e stranieri interessati alle attività di regolazione del settore energetico nazionale (investitori esteri, istituti di ricerca, università, regolatori e altre istituzioni di paesi europei, extra europei e non solo).

Nell'ambito dei lavori della terza tavola rotonda tra regolatori europei (CEER, *Council of European Energy Regulators*) e nord americani (NARUC, *National Association of Regulatory Utility Commissioners*), organizzata dall'Autorità a Roma il 6 e il 7 dicembre 2001, sui temi emergenti nei mercati liberalizzati del gas e dell'energia elettrica, si è ritenuto opportuno aprire a un pubblico qualificato e alla stampa il seminario conclusivo, dedicato alle questioni della sicurezza delle forniture. Il confronto tra i regolatori dei due continenti ha avuto al centro gli eventi dell'11 settembre 2001 e il loro impatto sugli scenari energetici mondiali.

A fine febbraio 2002, in corrispondenza del passaggio definitivo alla moneta unica, l'Autorità ha realizzato un'articolata campagna informativa, inserita nella più vasta azione di informazione sviluppata dal Ministero dell'economia e delle finanze Comitato euro, per comunicare ai cittadini le modalità di conversione dalla lira all'euro nella fatturazione dei consumi di energia elettrica e gas. Tali modalità, definite dall'Autorità nel giugno 2001, dispongono che a partire dall'1 gennaio 2002 corrispettivi unitari in lire riferiti a tariffe, prezzi amministrati e altro siano convertiti in euro utilizzando almeno 6 cifre decimali, al fine di ridurre al minimo per il cliente finale e per l'esercente le approssimazioni derivanti dalla conversione. La campagna informativa si è svolta nell'arco di circa quattro settimane con la realizzazione e messa in onda sulle principali reti nazionali di uno spot televisivo e con la pubblicazione di comunicati informativi sui principali quotidiani nazionali. La campagna è stata completata con affissioni negli uffici postali del Sud del paese, dove è ancora prevalente il pagamento delle bollette a mezzo servizio postale e dove il pubblico risultava, nel complesso, meno informato sull'avvento dell'euro.

Fra le attività di comunicazione avviate in corso d'anno, è da segnalare, infine, la collaborazione, finalizzata alla realizzazione di campagne informative sui diritti degli utenti e dei consumatori, con le associazioni di quest'ultimi nell'ambito del gruppo di lavoro congiunto fra Autorità e CNCU (Consiglio nazionale consumatori e utenti), istituito nel marzo 2002 a seguito della firma del protocollo d'intesa siglato fra le due istituzioni (cfr. Capitolo 3).

Collaborazione internazionale con i paesi dell'Est europeo

Nel settembre 2001 l'Autorità è stata invitata dal Ministero degli affari esteri, su richiesta del regolatore del settore energetico della Lituania, a collaborare con il Ministero dell'economia e delle finanze assegnatario del progetto di gemellaggio Phare della Commissione UE *Strenghtening the Energy Market Regulator*. Tenuto conto dei rilevanti riflessi sull'assetto del mercato dell'energia del paese gemellato e dell'importanza dei rapporti bilaterali tra l'amministrazione italiana e quella lituana, nella prospettiva dell'adesione di quest'ultima all'Unione europea, l'Autorità ha confermato, nell'ottobre dello stesso anno, la disponibilità a cooperare nell'esecuzione del progetto.

L'Autorità, inoltre, facendo seguito a una richiesta del regolatore del settore energetico della Repubblica Ceca, nel marzo 2002 ha aderito, in collaborazione con la Spagna, al progetto di gemellaggio Phare della Commissione UE *Strengthening Regulation and Enforcement of Energy Acquis*. Il progetto, che ha una durata di 18 mesi è orientato a fornire al regolatore ceco, istituito nel 2001, l'assistenza necessaria per adeguare la regolazione e avviare l'apertura dei mercati energetici anche in vista dell'adesione all'Unione europea. L'Autorità fornisce assistenza e consulenza nell'ambito della regolazione del mercato del gas naturale.

World Forum on Energy Regulation

L'Autorità ha avviato le attività preparatorie volte all'organizzazione del *World Forum on Energy Regulation*, il secondo forum mondiale sulla regolazione del settore energetico, promosso dalle associazioni che raggruppano gli organismi di regolazione continentali, che si terrà a Roma nell'ottobre del 2003. L'*International Avisory Commitee* del *Forum*, di cui l'Autorità fa parte, si è riunita il 23 ottobre 2001 a Buenos Aires, dove ha individuato come temi preliminari di discussione la regolazione e la liberalizzazione dei mercati, lo sviluppo sostenibile, la regolazione delle grandi reti regionali integrate, gli obblighi di servizio pubblico, la promozione della concorrenza, la sicurezza delle forniture e la libertà di scelta del consumatore.

Il *World Forum on Energy Regulation* si svolgerà con il patrocinio di: Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), Commissione europea, *National*

Association of Regulatory Utility Commissioners degli Stati Uniti d'America (NARUC), *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* del Canada (CAMPUT), *Asociaciòn iberoamericana de entidades reguladoras de la energia* (ARIAE), *Energy Regulators Regional Association* (ERRA), *World Energy Council* (WEC). Alcune di queste associazioni e altri soggetti hanno altresì manifestato l'intenzione di contribuire all'organizzazione del *World Forum* anche con le proprie risorse.

Il *World Forum on Energy Regulation* rappresenta, data l'ampia partecipazione attesa, un'occasione importante e unica per stabilire nuove relazioni e collaborazioni con organismi di regolazione di altri paesi e loro associazioni, da cui possono trarre beneficio anche le imprese nazionali e i soggetti che operano nei servizi di pubblica utilità dei settori dell'energia elettrica e del gas e i soggetti che di tali servizi usufruiscono.

Sito Internet

Il sito Internet *www.autorita.energia.it*, che costituisce il primario organo di diffusione delle informazioni sull'attività istituzionale dell'Autorità, permette un accesso esteso e tempestivo ai provvedimenti emanati, ai comunicati stampa, ai documenti per la consultazione, nonché al materiale tecnico per gli operatori e di divulgazione per il largo pubblico.

Una conferma sostanziale dell'efficacia comunicativa del sito deriva dalla crescita del numero di accessi giornalieri passati, fra il 2001 e il 2002, da 40.000 a 60.000 in media, per un totale mensile medio di circa 1.400.000 (contro 1.000.000 dello scorso anno); è inoltre cresciuto notevolmente il numero dei paesi europei ed extra europei che regolarmente visitano il sito dell'Autorità.

Da segnalare il grande interesse manifestato dal pubblico per il nuovo servizio di *alerting* che consente agli utenti registrati (oltre 1.000 fra operatori, università, società di consulenza, banche d'investimento, amministrazioni pubbliche e altri soggetti) di essere tempestivamente informati, via posta elettronica, della pubblicazione di nuovi documenti sul sito.

Nel corso dell'anno è stata curata e aggiornata la sezione del sito contenente documenti in lingua inglese (comunicati stampa, sintesi delle relazioni annuali, atti di seminari); è stata inoltre ampliata la sezione del sito dedicata ai servizi per gli operatori del mercato e per i consumatori finali, con la pubblicazione dei moduli per la raccolta dati sulla qualità e sulla sicurezza del servizio, delle circolari tecniche contenenti chiarimenti e modalità applicative delle delibere, delle opzioni tariffarie per il servizio elettrico nel 2002 e delle schede informative volte a illustrare al largo pubblico i principali interventi dell'Autorità.

Nei primi mesi del 2002 è stato avviato, in collaborazione con il Cineca (Consorzio inter universitario di Bologna), un progetto per la raccolta *on line* dei dati tecnici ed economici forniti annualmente dagli operatori in funzione delle attività di regolazione e controllo dell'Autorità. Tali dati, in particolare, riguardano la qualità e la sicurezza dei servizi di fornitura di energia elettrica e gas, la struttura della distribuzione locale, i costi di distribuzione e fornitura del gas naturale, l'approvazione delle opzioni tariffarie del settore elettrico. Le prime applicazioni saranno operative entro la fine dell'anno in corso.

7. L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE

L'ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: AREE, SERVIZI, ALTRI UFFICI

L'art. 2, commi 27 e 28, della legge n. 481/95, garantisce all'Autorità autonomia organizzativa, contabile e amministrativa. Sotto il profilo organizzativo quest'ultimo anno ha visto l'Autorità impegnata nel completamento del processo di ristrutturazione, finalizzato sia ad assicurare il consolidamento dell'assetto organizzativo, sia a realizzare un maggior decentramento dei compiti e delle responsabilità, nell'osservanza del principio della distinzione tra indirizzo e controllo da un lato e gestione dall'altro.

In particolare, con la delibera del 20 febbraio 2001, n. 26, è stata approvata la revisione del regolamento concernente l'organizzazione e il funzionamento dell'Autorità, in cui vengono definite, tra l'altro, le funzioni dei Componenti, la struttura dell'Autorità e le competenze delle aree, dei servizi e degli uffici.
L'Autorità ha precisato la nuova organizzazione e i compiti attribuiti agli uffici, per meglio rispondere alle esigenze programmatiche e di funzionamento, tenendo conto dei cambiamenti intervenuti e attesi nei settori dell'energia elettrica e del gas (delibera del 9 aprile 2001, n. 84, come integrata dalla delibera del 9 gennaio 2002, n. 04).
Con la delibera del 30 aprile 2002, n. 85 l'Autorità, nominando il Direttore generale, ha completato l'attuale fase di disegno organizzativo, per sua natura dinamico e sempre suscettibile di ulteriori interventi.

La struttura dell'Autorità si compone attualmente di tre Aree tecnico programmatiche, direttamente orientate al perseguimento dei compiti istituzionali, nonché di tre Servizi e dell'Ufficio speciale relazioni esterne, con funzioni strumentali e di supporto.
La struttura interna dell'Autorità è dunque così articolata:

- Area Elettricità, suddivisa in Divisione tariffe, Divisione concorrenza e mercato, Divisione reti elettriche e Divisione produzione di energia elettrica;
- Area gas, suddivisa in Divisione tariffe, Divisione concorrenza e mercato, Divisione reti gas e Divisione vigilanza e controlli;
- Area consumatori e qualità del servizio, suddivisa in Divisione qualità dei servizi elettrici, Divisione qualità dei servizi gas, Divisione informazione e tutela dei consumatori e Divisione gestione e controllo della domanda di energia;
- Servizio amministrazione e personale, suddiviso in Ufficio di ragioneria, Ufficio affari generali, funzionamento e contratti, Ufficio sistemi informativi e Ufficio del personale;

- Servizio legislativo e legale, suddiviso in Ufficio consulenza, Ufficio procedimenti e istruttorie e Ufficio contenzioso e arbitrati;
- Servizio documentazione e studi, suddiviso in Ufficio analisi e strategie, Ufficio ambiente e fiscalità e Ufficio documentazione;
- Ufficio speciale relazioni esterne.

A ciò vanno inoltre aggiunti: l'Ufficio di Roma dell'Autorità e l'Ufficio controlli tecnici e ispezioni.

RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE

L'Autorità, in funzione della sua natura e compiti a essa affidati, considera il personale una risorsa fondamentale per migliorare la capacità di perseguimento degli obiettivi istituzionali, nell'attuale fase in cui appaiono notevolmente ampliati e articolati i suoi campi di attività. Pertanto l'Autorità, in quest'ultimo anno, ha proseguito e sviluppato i propri interventi mirati:

- a completare il processo di rafforzamento dell'organico mediante l'acquisizione di risorse, specie giovani, a elevato livello di qualificazione in coerenza con i suoi programmi di attività;
- ad adeguare la propria struttura organizzativa alle esigenze di sviluppo delle attività, al fine di incrementare la produttività, di favorire la migliore utilizzazione delle capacità professionali e di accrescere l'efficienza e la qualità delle condizioni di lavoro.

Acquisizione delle risorse

In ordine al primo aspetto, l'Autorità ha proceduto al reclutamento di personale a tempo determinato nei limiti stabiliti sia dalla legge n. 481/95, che lo fissa in 40 unità, sia dalla legge 28 dicembre 2000, n. 422, che ha previsto la facoltà per l'Autorità di nuove assunzioni a tempo determinato fino a ulteriori 30 unità di personale. L'Autorità ha perfezionato l'acquisizione di 9 unità e ha bandito una selezione pubblica, per diversi profili, che ha avuto grande rispondenza in ragione della ricezione di circa 1600 domande in corso di imminente conclusione.

L'Autorità ha inoltre proseguito il completamento dell'immissione del personale di ruolo, entro i limiti numerici fissati dalla legge istitutiva, svolgendo le procedure di pubblico concorso bandite per l'assunzione di personale a tempo indeterminato. L'espletamento di detti concorsi ha portato, durante l'anno,

all'assunzione a tempo indeterminato di un dirigente e di 14 unità nella carriera degli operativi. In via di conclusione è la procedura di pubblico concorso per l'assunzione di 20 funzionari a tempo indeterminato.

Sempre in tema di reclutamento delle risorse, stante il permanere della sostanziale situazione di criticità della dotazione organica del personale e dell'accentuarsi del fenomeno del *turn over* (9 persone hanno lasciato l'Autorità nel 2001), si è inteso fare ricorso, in linea con i principi generali contenuti nelle recenti riforme legislative che hanno riguardato il pubblico impiego, alle diverse forme contrattuali assentite di rapporti di lavoro, nonché agli istituti del comando-distacco per l'acquisizione di personale da altre amministrazioni pubbliche.

Compagine
Analisi per età/qualifica/
livelli retributivi

La pianta organica dell'Autorità, ai sensi della legge n. 481/95, art. 2, comma 28, definita con delibera del 7 marzo 2001, n. 53, è così strutturata:

TAV. 7.1 PIANTA ORGANICA

CARRIERA DEI DIRIGENTI	15 UNITÀ
Direttore generale	
Direttore centrale	
Direttore	
Direttore aggiunto	
CARRIERA DEI FUNZIONARI	46 UNITÀ
Primo funzionario	
Funzionario di I	
Funzionario di II	
Funzionario di III	
CARRIERA DEGLI OPERATIVI	18 UNITÀ
Impiegato	
Coadiutore	
Aggiunto	
CARRIERA DEGLI ESECUTIVI	1 UNITÀ
Commesso capo	
Commesso	
TOTALE	80 UNITÀ

Fonte: Delibera n. 53/01.

Attualmente prestano servizio in Autorità 86 persone, di cui 43 in ruolo, 36 a tempo determinato e 7 comandate da altre pubbliche amministrazioni.

TAV. 7.2 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2002 PER TIPO DI CONTRATTO**

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
DIRETTORE GENERALE	0	0	0
DIRETTORE CENTRALE	0	0	0
DIRETTORE	6	1	0
DIRETTORE AGGIUNTO	5	1	1
PRIMO FUNZIONARIO	1	0	0
FUNZIONARIO I	9	4	0
FUNZIONARIO II	4	7	4
FUNZIONARIO III	0	12	0
IMPIEGATO	4	3	1
COADIUTORE	6	3	0
AGGIUNTO	8	5	0
APPLICATO	0	0	0
COMMESSO CAPO	0	0	0
COMMESSO	0	0	1

Il personale è suddiviso nelle carriere dei direttori, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. Attualmente la compagine dell'Autorità è strutturata come segue:

TAV. 7.3 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2002 PER CARRIERA E QUALIFICA**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		OPERATIVI		ESECUTIVI	
Direttore generale	0	1° Funzionario	1	Impiegato	8	Commesso capo	
Direttore centrale	0	Funzionario I	13	Coadiutore	9	Commesso	1
Direttore	7	Funzionario II	15	Aggiunto	13		
Direttore aggiunto	7	Funzionario III	12	Applicato	0		
TOTALE	14	TOTALE	41	TOTALE	30	TOTALE	1

Il personale ha un'età media di poco meno di 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 79 per cento è in possesso di una laurea.

Come previsto dalla legge istitutiva, le retribuzioni contrattuali sono equiparate a quelle dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali, ma al netto della "gratifica" annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella tavola seguente:

TAV. 7.4 **RETRIBUZIONI CONTRATTUALI LORDE PER CARRIERA E GRADO**
Anno 2001, euro(A)

DIRIGENTI		FUNZIONARI		OPERATIVI		ESECUTIVI	
Direttore generale	137,7	1° Funzionario	71,8	Impiegato	41,9	Commesso capo	31,3
Direttore centrale	117,1	Funzionari I	58,8	Coadiutore	35,1	Commesso	23,6
Direttore	93,3	Funzionario II	45,6	Aggiunto	27,3		
Direttore aggiunto	83,0	Funzionario III	39,0	Applicato	24,4		

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale.

Sviluppo e formazione del personale

Per quanto concerne il personale e la valorizzazione delle risorse interne l'Autorità, ha avviato un processo, da sviluppare e perfezionare ulteriormente, di decentramento delle responsabilità e di gestione delle risorse umane.

È stata posta l'attenzione sullo sviluppo professionale del personale, basato essenzialmente sul riconoscimento e sulla valutazione delle capacità dei dipendenti. Nell'anno in riferimento, si è realizzato un processo di valutazione finalizzato alla "progressione nelle carriere" e all'erogazione di una "gratifica". Quest'ultima, corrisposta annualmente ai funzionari e ai dirigenti dell'Autorità in relazione alla qualità e al tipo di prestazioni svolte, ha trovato una prima applicazione sperimentale, a carattere incentivante, imperniata sulla continuità del lavoro nel corso dell'anno, sul riconoscimento della qualità delle prestazioni e dei risultati e sulle responsabilità e funzioni formalmente attribuite.

Molta attenzione è stata posta anche al tema della formazione in funzione sia della crescita professionale del personale, sia di un miglioramento del patrimonio delle risorse umane e quindi la capacità di conseguire gli obiettivi istituzionali da parte dell'Autorità stessa. Verrà dato ulteriore impulso alle iniziative di formazione che richiedono una più puntuale opera di sistematizzazione e razionalizzazione. In tema di formazione esterna sono state finanziate alcune borse di studio da assegnarsi, a opera di istituti universitari, su tematiche di interesse dell'Autorità. In particolare, le borse di studio e il praticantato assumono significativo rilievo come strumenti di preparazione di nuove professionalità, con modalità tali da garantirne un adeguato e graduale inserimento nelle strutture pubbliche e private operanti nei settori di competenza dell'Autorità.

Relazione con le organizzazioni sindacali

Sono presenti e attive due organizzazioni sindacali. L'Autorità ha avviato con le stesse un positivo confronto sulle diverse tematiche di interesse del personale, secondo le consolidate modalità delle relazioni sindacali, che hanno trovato definizione nella sottoscrizione nell'aprile del 2000 di un Protocollo di intesa relativamente al rapporto del personale dell'Autorità.

In attuazione di detto Protocollo, l'anno a riferimento è stato improntato alla realizzazione di un rapporto costruttivo tra l'Autorità e le organizzazioni, nel rispetto del soprarichiamato modello di relazioni sindacali.
Significativi momenti del confronto sindacale sono risultati essere l'accordo per l'applicazione innovativa e sperimentale della cosiddetta "gratifica", le modifiche regolamentari in materia di malattia, infortunio e disciplina. Sono state

inoltre poste le basi per la revisione del regolamento del personale e per l'approfondimento di specifiche tematiche, quali quelle della formazione.

INFRASTRUTTURE E SERVIZI

Le risorse informatiche

Nel corso del 2001 l'Autorità ha aggiornato le dotazioni dell'attrezzatura informatica di base del personale assunto. Allo scopo sono stati acquisiti 16 personal computer portatili (Notebook), 68 personal computer, 63 stampanti a getto d'inchiostro e 3 stampanti laser a colori di rete (di cui 2 a Milano e una a Roma) con caratteristiche adatte a soddisfare le esigenze di medio termine e per garantire una migliore flessibilità operativa a tutta la struttura dell'Autorità. Circa l'80 per cento delle acquisizioni rappresentano il contributo al rinnovo del parco tecnologico obsoleto, mentre il rimanente 20 per cento rappresenta la reale crescita nei termini di nuove stazioni *client* installate. Al 31 dicembre erano quindi collegati alla rete locale, realizzata negli edifici ospitanti la sede e l'Ufficio di Roma, circa 150 personal computer.

Il 2001 ha anche visto la crescita del sistema informatico propriamente detto, con l'acquisizione di un ulteriore *server* di media potenza (da affiancare a quelli già esistenti) per 18 *gigabyte* di memoria in più, su cui sono stati avviati nuovi servizi di *workgroup*. È altresì continuato il processo di adeguamento delle infrastrutture di rete della sede, con il rifacimento di quelle orizzontali di piano in sintonia con i lavori di ristrutturazione dell'edificio; si è inoltre potenziata l'infrastruttura della rete informatica nell'Ufficio di Roma. È stato anche rinnovato il servizio in *outsourcing* del supporto operativo di assistenza agli utenti con l'inserimento di una figura professionale specialistica, affiancata al personale interno.

Sottosistemi applicativi

Nel 2001 la progettazione dei sottosistemi applicativi dell'Autorità ha affrontato due temi: quello della gestione del personale e quello del protocollo. È stato quindi sviluppato un primo studio per dotare l'Autorità, nel corso del 2002, di un sistema per la gestione dei flussi procedurali inerenti la rilevazione delle presenze/assenze del personale, che vanno dalla fase dell'acquisizione delle timbrature da terminali, all'importazione automatica dei dati attraverso rete Ethernet, al calcolo del cartellino, alla gestione delle anomalie e di strut-

ture tipo *Info Point* verso gli utenti finali; tutto in architettura WEB.
Il progetto di gestione del flusso documentale, del protocollo generale e dell'archivio storico dell'Autorità è stato sviluppato ai fini:

- dell'adeguamento dell'attuale protocollo generale a quanto disposto dal decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1998, n. 428, e successive modificazioni;
- della formazione di archivi di settore per le Aree/Servizi dell'Autorità.

Servizi Internet ed Extranet

La crescita dell'automazione e delle politiche di condivisione della risorsa "informazione" dell'Autorità comporta inevitabilmente un incremento del livello di rischio. Per cautelarsi da qualsiasi attacco che miri a violare il proprio sistema informatico, l'Autorità ha quindi deciso di dotarsi delle opportune misure che scongiurino le reali situazioni di pericolo.
Allo scopo è stato avviato, nel corso del 2001, un progetto di sicurezza globale al fine di accrescere la protezione tra le due reti locali di Milano e di Roma e il mondo Internet.
Il progetto di sicurezza globale ha sia avviato un *audit* dell'intero sistema informatico, sia affrontato i temi riguardanti gli aspetti strategici (obiettivi) e legali (leggi, raccomandazioni, normativa internazionale), riservandosi di affrontare quelli organizzativi (definizione dei ruoli, formazione, procedure), economici (analisi dei costi, valutazioni dei rischi e dei relativi impatti) e tecnici (sicurezza fisica e logica) nel corso degli anni seguenti.

Formazione del personale interno

Nel corso del 2001, a supporto del miglioramento in termini pianificatori e di modulazione della gestione del personale, è stato avviato uno studio per dotare l'Autorità di soluzioni automatiche per risolvere i problemi di formazione a distanza, sia *on line* sia *off line*. Tale progetto è parte di una strategia che prevede il ricorso a strumenti di *Human Resource Management* e di *Skill Assessment*.
Sono state organizzate sessioni di aggiornamento professionale, promosse dall'Ufficio sistemi informativi, sull'uso degli strumenti di *office automation* e di *workgroup* per adeguare il livello di conoscenza del personale interno ai nuovi prodotti installati.

RISORSE E 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 finanziario 2001 (approvato con la delibera 30 aprile 2002, n. 83) predisposto in termini economici di competenza, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.
Il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio pubblico. Aderendo a un'impostazione di mutualità settoriale, il finanziamento dell'Autorità è posto a carico dei soggetti esercenti i servizi, che contribuiscono con un versamento annuale in misura non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio, determinata con atto del Ministero delle finanze. Per l'esercizio 2001 è stato iscritto in bilancio il contributo versato dagli esercenti nell'anno 2000, con aliquota di contribuzione fissata nella misura dello 0,6 per mille. Il versamento dei soggetti regolati, effettuato nell'anno 2001, che l'Autorità iscrive nel proprio bilancio quale contributo per l'esercizio 2002, è stato eseguito con aliquota in diminuzione allo 0,5 per mille; ciò anche a seguito di una precisa attività di identificazione di tutti i soggetti regolati che ha permesso la riduzione dell'aliquota unica di versamento.
Le entrate finanziarie sono costituite, per la quasi totalità, dal suddetto contributo a carico dei soggetti esercenti il servizio di energia elettrica e gas.

Le entrate accertate (35,30 miliardi di lire, al netto delle partite di giro) hanno superato le spese impegnate (28,91 miliardi di lire, sempre al netto delle partite di giro), determinando un avanzo di amministrazione di 7,12 miliardi di lire al netto delle variazioni generate da residui attivi e passivi perenti (735 milioni di lire).

Tra le uscite, le spese per il personale e per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa 15,64 miliardi di lire. Le indennità spettanti ai componenti dell'Autorità, equiparate al trattamento economico del Presidente e dei giudici della Corte costituzionale con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 13 maggio 1998, non sono variate per l'anno 2001 rispetto a quanto stabilito dal decreto del Presidente della Corte costituzionale dell'11 marzo 1999, n. 11473. Le spese per il personale dipendente, pari a 13,62 miliardi di lire, rappresentano la voce più importante per quanto riguarda le spese dell'Autorità. Il ricorso a prestazioni di servizi resi da terzi si è reso necessario per l'affidamento di contratti di collaborazione coordinata e continuativa e per vari servizi di consulenza, quali, a titolo esemplificativo, l'assistenza all'organizzazione

dei concorsi pubblici per il personale, servizi di natura telematica per gestione e organizzazione del sito Internet e altre consulenze tecniche specifiche su temi attinenti i compiti dell'Autorità.

Oltre al canone di locazione per l'immobile sede dell'Autorità di Milano, nell'esercizio 2001 si è aggiunto, a seguito di messa in liquidazione dell'ente proprietario e conseguente cessazione del contratto di comodato, anche un canone di locazione per l'Ufficio di Roma.

Le spese in conto capitale, pari a circa 1,2 miliardi di lire, raddoppiate rispetto all'esercizio 1999, consistono in importi per acquisizione di attrezzature informatiche, di mobili e arredi, di impianti e per acquisto di materiale specialistico per la biblioteca; insieme rappresentano gli investimenti dell'Autorità necessari a consolidare e accrescere la propria dotazione specialistica e tecnica, anche in relazione alle responsabilità istituzionali affidate all'Autorità stessa. Non è in dotazione all'Autorità alcun tipo di veicolo.

TAV.7.5 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO DELL'ESERCIZIO**

Miliardi di lire; anni solari

	2000	2001	VAR.%	COMP.% (A)
ENTRATE	**36,0**	**35,3**	**-1,9**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	34,8	33,8	-2,9	95,8
Altre entrate	1,2	1,5	25,0	4,2
SPESE	**22,7**	**28,9**	**27,4**	**100,0**
Spese correnti:	*22,2*	*27,7*	*24,7*	*95,8*
Funzionamento degli organi istituzionali	2,0	2,0	1,0	7,3
Personale in servizio	12,3	13,6	10,7	49,2
Comitati, consulenze e prestazioni rese da terzi	2,7	5,9	116,7	21,1
Canoni di locazione	2,1	2,9	35,7	10,3
Altre spese per acquisto di beni e servizi	3,1	3,4	8,1	12,1
Spese in conto capitale	*0,5*	*1,2*	*144,0*	*4,2*
Variazione dei residui attivi	0,0	-	-	-
Variazione dei residui passivi	0,5	0,7	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**13,8**	**7,12**	**-48,4**	**-**

(A) Anno 2000

GLOSSARIO

Accesso di terzi alla rete: secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 96/92/CE), l'accesso dà la possibilità di immettere e/o di prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e di distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a terzi non proprietari della rete. L'accesso può essere organizzato secondo tre diverse modalità:

- *accesso alle reti negoziato*: sistema di accesso basato su contratti individuali a prezzi liberamente negoziati dalle parti (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) e la pubblicazione delle tariffe medie di accesso;
- *accesso alle reti regolato*: sistema di accesso basato su contratti individuali (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) a prezzi regolati da un apposito organismo (Autorità di regolazione, ministero ecc.);
- *Acquirente Unico* (vedi *infra*).

Secondo la Direttiva europea sul mercato interno del gas (98/30/CE), l'accesso alle reti riguarda il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliari di stoccaggio e può avvenire secondo le modalità previste per la Direttiva sul mercato elettrico, tramite accesso negoziato o accesso regolato; non è invece esplicitamente prevista la possibilità dell'Acquirente Unico.

Acquirente Unico (AU): ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, articolo 4, comma 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 indi-

viduata 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, comma 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'articolo 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: i consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) (vedi *infra*) e i consumi finali di energia (o impieghi finali) (vedi *infra*).

Biogas: gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, per 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.

CDM (*Clean Development Mechanism*): meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto in base al quale i paesi industrializzati (Annex I) compresi nel Protocollo di Kyoto possono realizzare, nei paesi in via di sviluppo (Annex II), progetti che conseguano un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas serra e trasferire tali benefici (crediti) sull'obbligo relativo al proprio paese.

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 e 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 a 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. È stato abolito in data 31 dicembre 1993, dalla legge n. 577, e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Clienti idonei (settore elettrico): secondo la Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 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, articolo 2, comma 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 sia all'este*ro".

Clienti idonei (settore gas): secondo il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 2, comma 1, è "*la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero, e ha diritto di accesso al sistem*a".

Clienti vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolamentate.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 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'utenz*a".

Codice di rete: nel caso del gas naturale, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il *"codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rete"*. La dizione "Codice di rete" ha scarsi precedenti nell'ordinamento italiano, almeno come codice di regole e modalità di gestione e funzionamento, adottato da un'impresa. Nel settore dell'energia elettrica il Grtn adotta un Codice di trasmissione e dispacciamento, ai sensi della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, che disciplina le attività di trasmissione e dispacciamento e i rapporti del Grtn con i soggetti utenti e i proprietari della rete di trasmissione nazionale. In quanto adottato da un'azienda pubblica, tale codice si configura come un disciplinare tecnico-amministrativo. Nel settore del gas, per le forti analogie con l'esperienza inglese, il Codice di rete si riferisce, non tanto al paradigma amministrativo indicato per il settore dell'energia elettrica, quanto al paradigma "contrattuale" del *Network Code* inglese. Secondo tale paradigma il Codice di rete viene inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, salvo le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel Codice, scelta della durata fra quelle contemplate, quantità, e così via.

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Coltivazione: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è l'attività di *"estrazione di gas naturale da giacimenti"*.

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 a 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 dipende da vari fattori tecnici ed economici, ma avviene di solito a partire da 55-60 bar. 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.

Conciliazione: procedura stragiudiziale volontaria finalizzata alla soluzione di controversie di modesta entità, libera da vincoli procedurali. Il risultato non è una decisione, come nel caso dell'arbitrato (vedi *supra*), ma una mediazione delle ragioni di entrambe le parti.

Consumi finali di energia (o impieghi finali): quantità di energia consumata negli usi finali (vedi Energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai fornitori e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.

Consumo interno lordo di energia: saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Consumo interno lordo di energia elettrica: produzione lorda di energia elettrica più saldo degli scambi con l'estero.

Consumo specifico: rapporto tra energia delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica ed energia elettrica prodotta.

Continuità del servizio: fattore tecnico della qualità del servizio elettrico espresso dal numero e dalla durata di interruzioni del servizio di fornitura; il miglioramento della continuità corrisponde a una riduzione del numero e/o della durata delle interruzioni.

Contratti con clausole di interrompibilità: atti negoziali caratterizzati da una clausola di interrompibilità della fornitura che, a fronte di uno sconto in tariffa, riconosce al fornitore 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 legislativo n. 79/99 è il *"contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato"*.

Contributo di allacciamento: prezzo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, o per la modifica di allacciamenti esistenti.

Conversione, fattori di: coefficienti che consentono di confrontare su una base comune quantità espresse con unità di misura diverse (Tav. A).

TAV. A **FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA**

UNITÀ DI MISURA	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	$2{,}778\times10^{-7}$	$2{,}388\times10^{-4}$	$9{,}482\times10^{-4}$	$3{,}229\times10^{-11}$	$2{,}388\times10^{-11}$
kWh	$3{,}6\times10^{6}$	1	860	3.412	$1{,}162\times10^{-4}$	$8{,}6\times10^{-5}$
kcal	4.186	$1{,}163\times10^{-3}$	1	3,968	$1{,}351\times10^{-7}$	10^{-7}
Btu	1.055	$2{,}931\times10^{-4}$	0,252	1	$3{,}405\times10^{-8}$	$2{,}52\times10^{-8}$
tec	$30{,}976\times10^{9}$	$8{,}604\times10^{3}$	$7{,}400\times10^{6}$	$29{,}366\times10^{6}$	1	0,74
tep	$4{,}186\times10^{10}$	$11{,}625\times10^{3}$	10^{7}	$39{,}683\times10^{7}$	1,351	1

J: joule
kWh: chilowattora
kcal: chilocaloria
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'art. 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 (art. 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/95.

Curva di carico: rappresentazione della domanda di energia richiesta dalla rete nel corso del tempo.

Cushion gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il *"quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio"*.

DSM (*Demand Side Management*): i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio, intraprese dalle aziende energetiche, mirate a 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:

- incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero al risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente) e/o stimolare sostituzioni fra fonti energetiche da parte del consumatore (vedi Progetti di efficienza energetica);
- spostare i consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei "massimi" e dei "minimi" nel corso della giornata o dell'anno.

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 a opera del Governo o dei regolatori di settore.

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 elettrico: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 10, *"attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari"*.
In presenza di strutture non verticalmente integrate, l'attività di dispacciamento del Gestore della rete è volta, da un lato, a rendere compatibili i programmi

di immissione e prelievo di energia liberamente definiti dagli operatori con i vincoli della rete e, dall'altro, a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi effettivi. L'approvvigionamento delle risorse (capacità ed energia) necessarie a tale attività avviene normalmente mediante meccanismi di mercato (si parla di dispacciamento di merito economico).
Nelle strutture verticalmente integrate il dispacciamento si esplica attraverso il controllo diretto sugli impianti di generazione, gestiti sulla base dei rispettivi costi di funzionamento; il responsabile dell'attività di dispacciamento stabilisce cioè quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza, in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta.

Dispacciamento gas: per il gas naturale l'attività di dispacciamento è definita ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, come *"attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori"*.
Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta-disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas di produzione nazionale, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

Distribuzione 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"*.

Distribuzione gas: nel settore del gas il termine è genericamente riferito all'attività di trasporto del gas e si distingue tra distribuzione primaria, che avviene normalmente con reti ad alta pressione (>5 bar), partendo dai metanodotti principali (o dorsali), e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione (<0,5 bar). Il decreto legislativo n. 164/00 ha fatto chiarezza tra queste due attività assegnando loro due distinte definizioni. Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, infatti, la distribuzione primaria è definita con il termine di trasporto, ovvero l'attività di *"trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione"*, mentre la distribuzione secondaria è definita con il termine distribuzione ed è l'attività di *"trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti"*. In Italia, la distribuzione è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto.

Eccedenze di energia elettrica: quantitativi di energia elettrica prodotti da un autoproduttore eccedenti il suo fabbisogno che, senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata, vengono ceduti, ai sensi dell'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, a Enel e alle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato e 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 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 (per 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 a 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).

ET (*Emission Trading*): strumento flessibile previsto dagli accordi di Kyoto finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un paese o una società che, al contrario, non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie emissioni.

Fattore di potenza (cosφ): coefficiente pari al rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente (vedi); è dato dalla formula $\cos\varphi = P/S$.

Fonti energetiche primarie: prodotti energetici allo stato naturale, come 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 e 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 e inorganici o di biomasse.

Fonti energetiche secondarie o derivate: fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Fornitura: l'insieme delle attività di distribuzione e vendita.

Gas di cokeria: gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

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 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 paniere di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4), il protossido di azoto (N_2O), i clorofuorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafloruro di zolfo (SF_6).

Gestore della rete di trasmissione: l'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 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 (Grtn) *"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 (Ien): parametro introdotto dal provvedimento CIP n. 6/92 per la definizione delle condizioni di assimilabilità di un impianto termoelettrico a un impianto alimentato da fonti rinnovabili.

JI (*Joint Implementation*): meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto in base al quale, una società di un paese Annex I (paesi "industrializzati" firmatari del Protocollo) possa realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese Annex I, e spartire, in base a un accordo tra le parti, i crediti relativi alle emissioni evitate.

Livelli specifici di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione all'utente (art. 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95).

Livelli generali di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti al complesso delle prestazioni (art. 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 (n. 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.

Metro cubo standard (Smc, *Standard cubic meter*): unità di misura di volume usata per i gas, in condizioni "standard", ossia alla pressione atmosferica e alla temperatura di 15°C.

Oneri generali afferenti al sistema elettrico: sono definiti 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. Si tratta di oneri destinati alla copertura di:

a) costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (art. 2, comma 2, lettera c), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000);
b) oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
c) costi della perequazione dei contributi sostituivi dei regimi tariffari speciali di cui all'art. 2, comma 1, lettera e), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
d) costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'art. 2, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
e) oneri derivanti dalla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'art. 2, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
f) oneri derivanti dalla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'art. 2, comma 1, lettera b), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000.

Hanno natura di oneri generali afferenti al sistema elettrico, in base all'art. 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, anche gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Opzione tariffaria: insieme di corrispettivi unitari, definito dal fornitore e 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 e offerte a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia a eccezione dei clienti domestici e tali che: a) ogni opzione soddisfi il vincolo V2 (vedi) 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 (vedi) a essa relativo.

Opzioni tariffarie speciali: opzioni tariffarie definite dal fornitore e 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 (vedi) relativo a tale tipologia.

Ordine di merito: l'ordine con il quale, istante per istante, gli impianti di generazione vengono chiamati a operare per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Ore piene ore vuote: periodi che statisticamente presentano, rispettivamente, la maggiore e la minore richiesta di energia elettrica su una rete. Nel provvedimento Cip n. 6/92 le ore piene rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico definite dal provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45, e sono poste pari a 3.600 ore/anno.

Orimulsion: contrazione di *Orinoco emulsion*. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Ossidi di azoto (NO_x): agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO_2). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO_x) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.

Ossidi di zolfo (SO_x): anidride solforosa (SO_2) e anidride solforica (SO_3), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perequazione (meccanismo di): meccanismo di riallocazione di risorse tra imprese distributrici, in particolare per la compensazione delle differenze tra i costi di fornitura in diversi ambiti territoriali non imputabili agli esercenti e da questi non controllabili (art. 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 elet-

triche 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 e 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.

Potere calorifico (potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest'ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni (Tav. B).

TAV. B **POTERE CALORIFICO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI**

kcal per 1kg

PETROLIO GREGGIO	10.000
GPL	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	8.250
CARBON FOSSILE	7.400

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 prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

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 (n. 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"*.

Progetti di efficienza energetica: progetti orientati a ridurre i consumi di energia primaria negli usi finali attraverso interventi e misure ammissibili ai sensi dell'art. 5 dei decreti ministeriali 24 aprile 2001. Tali interventi includono: a) progetti che comportano un aumento nell'efficienza d'uso dei combustibili fossili, dell'energia elettrica e del gas naturale a parità di servizio energetico reso; ovvero b) la sostituzione di combustibili fossili a maggior contenuto energetico con combustibili a minor contenuto energetico. Il contenuto energetico dei combustibili fossili viene di norma misurato in termini di chilogrammi o tonnellate equivalenti di petrolio (rispettivamente kep o tep). Esempi di progetti di questo tipo sono: interventi che comportano l'installazione di apparecchiature ad alta efficienza (lampade, motori, sorgenti di calore o di freddo, e altri), o l'installazione di dispositivi di regolazione per l'impiego più efficiente dell'energia negli usi finali (regolatori di illuminazione, di velocità, di riscaldamento), ovvero la modifica degli involucri passivi degli edifici in modo da diminuire le perdite (per esempio, isolamenti degli edifici, sostituzione di vetri e infissi, e altri). Sono incluse anche le campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione.

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 a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafloruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento, l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo 90 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 CO_2 relative al 1990.

Regime di riserva: forma di assunzione singolare con cui lo Stato riserva a se stesso una certa attività economica appropriandosi di diritti esclusivi. Alcune attività elettriche in Italia sono disciplinate da tale regime.

Rete elettrica magliata: struttura di rete elettrica tale da consentire percorsi di interconnessione elettrica tra due punti alternativi qualsiasi; permette pertanto di alimentare la stessa utenza da rami diversi, assicurando così una maggiore continuità e affidabilità di servizio.

Reti energetiche di trasporto e distribuzione: insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).

Ricorso amministrativo: strumento che, su istanza di un privato, è volto a 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:

- ricorso in opposizione, diretto alla stessa Autorità che ha emanato l'atto;
- ricorso gerarchico, diretto all'Autorità superiore a quella che ha emanato l'atto;
- 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 a ottenere un sindacato giurisdizionale di legittimità di un provvedimento amministrativo, con cognizione limitata alla disapplicazione dell'atto, se proposto davanti a un giudice ordinario, o al suo annullamento, se proposto dinanzi a 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, il giudice amministrativo ha una competenza speciale esclusiva, vale a dire non limitata agli interessi legittimi, ma estesa anche ai diritti soggettivi.

Riserve: i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale, condensati da gas naturale, liquidi recuperati da gas naturale e sostanze a essi associate (per esempio, zolfo da idrocarburi contenenti H_2S) che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti, a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche esistenti al momento, impiegando tecniche operative già note e con la normativa di legge vigente.

Riserva rotante primaria: l'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione sotto il controllo di un regolatore automatico posto sul generatore medesimo.

Riserva rotante secondaria: l'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione del sistema di controllo centralizzato della frequenza.

Riserva pronta: la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dei minuti (15 minuti per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine delle ore (2 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

Riserva fredda: la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dell'ora (entro un'ora per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine di più ore (8 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

RSU (rifiuti solidi urbani): possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo n. 22/97, 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 n. 13/99 dell'Autorità è definito, nell'ambito del vettoriamento, come "*la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente*".

Separazione amministrativa: identificazione di attività operative nell'ambito di un'impresa organizzata in forma integrata e attribuzione delle relative responsabilità di gestione a soggetti distinti, come se ciascuna attività fosse un'impresa indipendente.

Separazione contabile: predisposizione di contabilità separate per diverse attività di un'impresa organizzata in forma integrata in modo da poter individuare gli elementi economici (costi e ricavi) e gli elementi patrimoniali (capitale impiegato) associati a ciascuna prestazione e funzione.

Servizi accessori: servizi necessari per la gestione di una rete di trasporto o di distribuzione del gas, come, per esempio, i servizi di regolazione della pressione, il bilanciamento del carico, la miscelazione.

Servizi ancillari: servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione (riserva statica, regolazione di frequenza, regolazione della tensione e riavviamento della rete).

Servizi ancillari utilizzati nella regolazione della tensione: servizi ancillari necessari per il servizio di regolazione della tensione, sostanzialmente riconducibili alla messa a disposizione di una capacità di generazione di potenza ed

energia reattiva controllata dal regolatore installato localmente sul generatore nel caso della regolazione primaria, o dal regolatore centralizzato nel caso della regolazione secondaria.

Sovrapprezzi: componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche di natura diversa. Con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70 recante *Razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 159, 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 volto a compensare interruzioni impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera. Rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcuni miliardi di mc di gas, aggiuntivi rispetto agli stoccaggi operativi, finalizzati alla copertura delle oscillazioni stagionali e giornaliere della domanda. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è maggiore in estate, quando la domanda è molto contenuta, è invece minore in inverno, nella situazione opposta.

TAR (Tribunale amministrativo regionale): organo di giurisdizione amministrativa, competente a giudicare, in generale, sui ricorsi proposti nei confronti di atti amministrativi da privati che si ritengono lesi, in maniera non conforme all'ordinamento giuridico, in un proprio interesse legittimo. È organo amministrativo di primo grado, le cui sentenze sono appellabili davanti al Consiglio di Stato. L'art. 2, comma 25, della legge n. 481/95 dispone che *"i ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti delle Autorità rientrano nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo e sono proposti avanti il tribunale amministrativo regionale ove ha sede l'Autorità"*. Nel caso di ricorsi avverso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il Tribunale amministrativo competente è quello della Lombardia.

Tariffa: secondo la legge istitutiva dell'Autorità 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'art. 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 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.

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 (n. 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 (*Union for the Coordination of Electricity Generation and Transmission*): Unione per il coordinamento della generazione e trasmissione di elettricità; dall'1 gennaio 1997, in seguito alla modifica del suo statuto, l'Unione definisce le regole tecniche necessarie al funzionamento delle interconnessioni tra le reti nazionali dei paesi membri. I membri sono le società elettriche dei paesi che collaborano alla sincronizzazione delle frequenze di interconnessione: Belgio, Germania, Francia, Grecia, Italia, Slovenia, Croazia, Bosnia-Erzegovina, Confederazione Repubbliche Jugoslave, Repubblica di Macedonia, Lussemburgo, Olanda, Austria, Portogallo, Svizzera. Obiettivo della

UCPTE è il coordinamento dei sistemi di trasmissione dei paesi membri, per migliorare l'affidabilità delle interconnessioni. A tale fine l'Unione stabilisce le condizioni tecniche e organizzative che facilitano gli scambi di energia tra i sistemi elettrici, promuove lo scambio di esperienze tra i suoi membri e coordina le relazioni con i più grandi sistemi elettrici dei paesi confinanti.

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 gli Stati 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.

Vendita di energia elettrica: cessione a titolo oneroso dell'energia elettrica all'utenza finale; questa può comprendere le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

Vendita di gas: cessione a titolo oneroso di gas; si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.

Vettoriamento: servizio di trasporto dell'energia elettrica o del gas naturale da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna.

Vincolo V1: Vincolo ai ricavi medi tariffari del servizio elettrico che ogni impresa fornitrice può ottenere da clienti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V1 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V1 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 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 uten-

za, 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 definite dall'Autorità).

Working gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il *"quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri e orari"*.