ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 4

RELAZIONE

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

(Al 30 aprile 2004)

(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 l'8 luglio 2004

TIPOGRAFIA DEL SENATO (200)

PAGINA BIANCA

INDICE

Presentazione del Presidente dell'autorità ..... *Pag.* 15

SEZIONE 1 – SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE ..... » 41

1. QUADRO INTERNAZIONALE ..... » 43

Mercato internazionale dell'energia nel 2003 ..... » 43

Rapporti con i paesi produttori ..... » 51

Conclusioni del *World forum on energy regulation* ..... » 57

2. QUADRO EUROPEO ..... » 61

Approvvigionamento e consumi di energia nei Paesi membri nel 2003 ..... » 61

Coordinamento e indirizzi di politica energetica a livello europeo ..... » 63

Sicurezza degli approvvigionamenti ..... » 66

Salvaguardia dell'ambiente ..... » 67

Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza d'uso dell'energia ..... » 69

Prezzi dell'energia elettrica e del gas ..... » 72

Prezzi dell'energia elettrica ..... » 74

Prezzi del gas ..... » 82

Direttive e legislazione ..... » 87

Nuove Direttive (e nuova legislazione in preparazione) . » 87

Partnership euro-mediterranea ..... » 91

Attività del Council of European Energy Regulators .... » 92

Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità . » 94

Attività dei Forum europei per la regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas ..... » 95

Rapporti con i Paesi esterni ..... » 99

Rapporti con il Forum dei Paesi del Sud-Est europeo .. » 99

*Rapporti con i Paesi dell'*Energy Regulators Regional Association ..... *Pag.* 100

Assistenza tecnica ..... » 100

3. QUADRO NAZIONALE ..... » 103

Quadro economico ed energetico nazionale ..... » 103

Domanda e offerta di energia nel 2003 ..... » 103

Prospettive per il 2004 ..... » 107

Indirizzi di politica energetica del Governo e del Parlamento ..... » 112

Modifiche legislative nel settore dell'energia ..... » 112

Normativa in corso di definizione ..... » 116

Politiche e legislazione energetica regionale e locale ... » 120

Recepimento della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili ..... » 121

Attuazione degli obiettivi di Kyoto ..... » 124

Ruolo e competenze dell'autorità alla luce dell'evoluzione della normativa ..... » 128

SEZIONE 2 – CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI ..... » 133

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO ..... » 135

Evoluzione del settore nel 2003 ..... » 135

Caratteristiche strutturali dell'offerta di energia elettrica . » 142

Struttura della produzione nazionale di energia elettrica » 142

Bilancio degli operatori del settore elettrico ..... » 147

Ritiri obbligati ai sensi dell'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79 del 1999 ..... » 153

Certificati verdi ..... » 156

Struttura delle importazioni ..... » 160

Caratteristiche strutturali della domanda di energia elettrica ..... » 163

Evoluzione del mercato vincolato ..... » 164

Evoluzione del mercato libero ..... » 165

Mercato ..... » 170

Borsa elettrica ..... » 170

Erogazione del servizio di dispacciamento ..... » 173

Capacity payment ..... *Pag.* 175

Funzioni di vigilanza del mercato elettrico ..... » 176

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6 ..... » 179

Attività regolate ..... » 183

Nuovo periodo regolatorio ..... » 183

Trasmissione ..... » 191

Valorizzazione del servizio d'interrompibilità ..... » 194

Approvvigionamento dei servizi di dispacciamento ..... » 195

Distribuzione ..... » 200

Misura ..... » 203

Vendita ai clienti del mercato vincolato ..... » 204

Prezzi e tariffe dell'energia elettrica ..... » 209

Oneri di sistema ..... » 216

5. Struttura dei mercati e regolazione del settore del gas naturale ..... » 223

Evoluzione del mercato nel 2003 ..... » 229

Approvvigionamento: produzione nazionale e importazioni ..... » 234

Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento ..... » 234

Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas ..... » 239

Trasporto e stoccaggio ..... » 245

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione ..... » 245

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione ..... » 262

Distribuzione e vendita ..... » 273

Struttura delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato ..... » 273

Regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato ..... » 275

Prezzi e tariffe del gas ..... » 283

Informazioni al mercato ..... » 286

6. Regolazione della qualità e tutela dei consumatori ... *Pag.* 289

Regolazione della qualità nel settore dell'energia elettrica » 289

Indicatori di qualità del servizio elettrico ..... » 289

Premi e penalità per la qualità del servizio elettrico ... » 298

Rilevazione della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico ..... » 299

Attività di benchmarking *internazionale* ..... » 300

Attività di regolazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica: il periodo di regolazione 2004-2007 ..... » 301

Regolazione della qualità nel settore del gas ..... » 306

Indicatori di qualità del servizio gas ..... » 307

Rilevazione della soddisfazione delle famiglie per il servizio gas ..... » 315

Attività di regolazione della sicurezza a valle del punto di consegna ..... » 317

Attività di approfondimento sulla qualità del gas fornito. » 319

Tutela dei consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas ..... » 320

Efficienza energetica negli usi finali e risparmio energetico ..... » 327

Linee guida *per i progetti di efficienza energetica e consultazione delle Regioni e delle Province autonome* . » 327

Contenuti delle Linee guida ..... » 327

Altre attività ..... » 333

7. Attività di indagine, controllo e sanzione ..... » 335

Indagini conoscitive ..... » 335

Indagine congiunta con l'Antitrust ..... » 335

Indagini nel settore elettrico ..... » 335

Istruttorie nel settore del gas ..... » 338

Attività di controllo tecnico e ispezioni ..... » 342

SEZIONE 3 – RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ ..... » 347

8. Rapporti istituzionali ..... » 349

Rapporti con il Governo, il Parlamento e altre istituzioni » 349

Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento ..... *Pag.* 349

Rilascio di pareri al Ministero delle attività produttive . » 355

Audizioni presso le Commissioni parlamentari permanenti » 356

Attività di consultazione e stato del contenzioso ..... » 358

Attività di consultazione ..... » 358

Stato del contenzioso ..... » 360

Comunicazione istituzionale ..... » 363

9. Organizzazione e risorse ..... » 367

Organizzazione degli uffici: aree, servizi e altri uffici .. » 367

Procedure e modalità di gestione delle attività amministrative ..... » 368

Risorse umane e sviluppo del personale ..... » 369

Infrastrutture e servizi ..... » 373

Risorse e gestione finanziaria ..... » 376

Glossario ..... » 379

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 – Crescita del PIL e domanda di petrolio nelle principali aree mondiali 2001-2003 ..... *Pag.* 44

Tav. 2.1 – Bilancio dell'energia per l'Unione europea 1990-2003 ..... » 64

Tav. 2.2 – Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche ..... » 75

Tav. 2.3 – Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche .... » 76

Tav. 2.4 – Prezzi dell'energia per tipologia di consumo: utenze industriali ..... » 78

Tav. 2.5 – Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali .... » 80

Tav. 2.6 – Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche ..... » 82

Tav. 2.7 – Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche ..... » 83

Tav. 2.8 – Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali ..... » 84

Tav. 2.9 – Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali ..... » 85

Tav. 2.10 – Incidenza fiscale nei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo ..... » 86

Tav. 3.1 – Bilancio dell'energia negli anni 2002-2003 e previsioni al 2004 ..... » 106

Tav. 3.2 – Impieghi finali dell'energia negli anni 2002-2003 e previsioni al 2004 ..... » 108

Tav. 3.3 – Previsioni di domanda e offerta di energia nel 2004 secondo diversi scenari ..... » 112

Tav. 3.4 – Stato di ratifica del Protocollo di Kyoto .... » 126

Tav. 3.5 – Protocollo di Kyoto negli Stati Uniti e strategia alternativa ..... » 126

Tav. 4.1 – Produzione lorda di energia elettrica in Italia per fonte 1997-2003 ..... » 143

Tav. 4.2 – Incidenza dei lavori di riconversione nel 2003 sulla capacità installata ..... » 146

Tav. 4.3 – Contributo percentuale per fonte alla generazione termoelettrica delle maggiori società nel 2003 ..... » 146

Tav. 4.4 – Percentuale della generazione rinnovabile sulla generazione totale nel 2003 ..... » 147

Tav. 4.5 – Bilancio degli operatori elettrici nel 2003 ... *Pag.* 149
Tav. 4.6 – Vendite dei grossisti sul mercato libero nel 2003 ... » 152
Tav. 4.7 – Ritiri di energia del GRTN negli anni 2001-2004 ... » 153
Tav. 4.8 – Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2001-2004 ... » 154
Tav. 4.9 – Dettaglio degli impianti rinnovabili nuovi in convenzione CIP6 per gli anni 2001-2004 ... » 155
Tav. 4.10 – Dettaglio incentivazioni CIP6 per tipologia d'impianto nel 2003 ... » 157
Tav. 4.11 – Costi totali delle incentivazioni CIP6 nel 2003 » 157
Tav. 4.12 – Costi del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi relativamente all'obbligo 2003 » 158
Tav. 4.13 – Domanda di certificati verdi in relazione al consumo interno lordo e stima delle esenzioni » 160
Tav. 4.14 – Disponibilità della capacità di importazione nel 2004 ... » 161
Tav. 4.15 – Allocazione della capacità di importazione nel 2004 ... » 162
Tav. 4.16 – Coefficienti di riduzione della capacità d'importazione per periodo dell'anno ... » 163
Tav. 4.17 – Sintesi di domanda e offerta di energia elettrica nel 2003 ... » 163
Tav. 4.18 – Consumi di energia elettrica 2001-2003 .... » 164
Tav. 4.19 – Evoluzione del mercato libero 2003-2004 ... » 167
Tav. 4.20 – Assegnazione della capacità CIP6 per gli anni 2003-2004 ... » 182
Tav. 4.21 – Assegnazioni CIP6 nel 2003: quantità e prezzo medio di cessione per tipologia d'utenza ... » 183
Tav. 4.22 – Servizio di interrompibilità per l'anno 2004: operatori e remunerazione ... » 195
Tav. 4.23 – Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico nel 2004 ... » 199
Tav. 4.24 – Cessioni di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione al 1° marzo 2004 ... » 200
Tav. 4.25 – Imprese che hanno ceduto completamente l'attività di distribuzione a Enel Distribuzione » 200
Tav. 4.26 – Imprese che hanno ceduto porzioni di rete a Enel Distribuzione ... » 201
Tav. 4.27 – Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica ... » 210
Tav. 4.28 – Struttura del prezzo dell'energia elettrica per i clienti finali nel secondo periodo regolatorio. » 213

Tav. 4.29 – Rimborso della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003 ..... *Pag.* 220

Tav. 5.1 – Bilancio del gas naturale nel 2003 ..... » 230

Tav. 5.2 – Vendite dei grossisti nel 2003 ..... » 231

Tav. 5.3 – Importazioni degli operatori del gas nel 2003 » 233

Tav. 5.4 – Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia » 246

Tav. 5.5 – Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2004-2005 al 2009-2010 ..... » 248

Tav. 5.6 – Disponibilità di stoccaggio in Italia ..... » 257

Tav. 5.7 – Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica ..... » 258

Tav. 5.8 – Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2004 ..... » 261

Tav. 5.9 – Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2003-2004 ..... » 263

Tav. 5.10 – Tariffe per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia per l'anno termico 2003-2004 ..... » 264

Tav. 5.11 – Reti di distribuzione GPL e altri gas ..... » 275

Tav. 5.12 – Imprese che hanno presentato opzioni tariffarie ..... » 278

Tav. 5.13 – Variazioni tariffarie per l'anno 2003 e per il primo trimestre 2004 ..... » 283

Tav. 5.14 – Indici mensili Istat dei prezzi del gas ..... » 284

Tav. 5.15 – Imposte sul gas ..... » 287

Tav. 6.1 – Numero medio di interruzioni per cliente in bassa tensione per regione ..... » 293

Tav. 6.2 – Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione ..... » 294

Tav. 6.3 – Casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale e numero di rimborsi pagati dalle imprese elettriche ..... » 295

Tav. 6.4 – Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico ..... » 299

Tav. 6.5 – Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico ..... » 300

Tav. 6.6 – Valori degli standard specifici di continuità per i clienti di maggiore dimensione ..... » 303

Tav. 6.7 – Prestazioni commerciali regolate da standard specifici di qualità nei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 ..... » 305

Tav. 6.8 – Prestazioni commerciali regolate da standard generali di qualità nei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 ..... *Pag.* 305

Tav. 6.9 – Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2003 ..... » 309

Tav. 6.10 – Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2003 » 310

Tav. 6.11 – Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2003 ..... » 311

Tav. 6.12 – Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2003 ..... » 312

Tav. 6.13 – Casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale e numero di rimborsi pagati dalle imprese del gas ..... » 314

Tav. 6.14 – Soddisfazione complessiva per il servizio gas » 316

Tav. 6.15 – Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità nel periodo 1° maggio 2003 - 30 aprile 2004 ..... » 320

Tav. 6.16 – Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità nel periodo 1° maggio 2003 - 30 aprile 2004 ..... » 321

Tav. 7.1 – Sintesi dei controlli tecnici eseguiti ..... » 342

Tav. 7.2 – Elenco dei controlli tecnici effettuati da aprile 2003 ad aprile 2004 ..... » 344

Tav. 7.3 – Elenco delle ispezioni effettuate da aprile 2003 ad aprile 2004 ..... » 345

Tav. 8.1 – Pareri rilasciati dall'Autorità al Ministero delle attività produttive dal 30 aprile 2003 al 30 aprile 2004 ..... » 355

Tav. 8.2 – Sintesi delle attività di consultazione ..... » 359

Tav. 8.3 – Riepilogo per anno del contenzioso di primo grado ..... » 361

Tav. 8.4 – Riepilogo per anno del contenzioso di secondo grado ..... » 361

Tav. 8.5 – Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa ..... » 362

Tav. 8.6 – Ricorsi avverso le decisioni dell'Autorità, per tipo di ricorrenti ..... » 362

Tav. 9.1 – Pianta organica ..... » 371

Tav. 9.2 – Composizione del personale al 30 aprile 2004 per tipo di contratto ..... » 371

Tav. 9.3 – Composizione del personale al 30 aprile 2004 per carriera e qualifica ..... » 372

Tav. 9.4 – Retribuzioni contrattuali lorde per carriera e grado ..... *Pag.* 372
Tav. 9.5 – Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto ..... » 376

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 – Prezzo del petrolio Brent ..... *Pag.* 46
Fig. 1.2 – Prezzi internazionali del gas naturale ..... » 50

Fig. 2.1 – Intensità energetica del PIL dell'Unione europea 1985-2003 ..... » 65
Fig. 2.2 – Composizione dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche .. » 73
Fig. 2.3 – Composizione dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali ... » 74

Fig. 3.1 – Elasticità dei consumi energetici rispetto al PIL » 107
Fig. 3.2 – Invaso dei serbatoi e indice di producibilità idroelettrica 2002-2004 ..... » 111

Fig. 4.1 – Diagramma dei flussi economici del settore elettrico nel 2003 ..... » 139
Fig. 4.1 *bis* – Diagramma dei flussi funzionali del settore elettrico nel 2003 ..... » 140
Fig. 4.2 – Capacità produttiva nel giugno 2003 ..... » 144
Fig. 4.3 – Contributo percentuale delle maggiori società alla generazione netta nel 2003 ..... » 144
Fig. 4.4 – Contributo percentuale alla fornitura dell'energia elettrica destinata al consumo nel 2003 ... » 145
Fig. 4.5 – Fonti assimilate: percentuale della generazione CIP6 sul totale 2003 (40 722 GWh) per società di produzione ..... » 154
Fig. 4.6 – Fonti rinnovabili: percentuale della generazione CIP6 sul totale 2003 (9 629 GWh) per società di produzione ..... » 156
Fig. 4.7 – Composizione della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte negli ultimi due anni ..... » 211
Fig. 4.8 – Andamento delle componenti della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte .. » 212
Fig. 4.9 – Composizione percentuale della tariffa elettrica media nazionale per il servizio di trasporto e per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato all'1 aprile 2004 ..... » 214

Fig. 5.1 – Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950 ..... *Pag.* 234
Fig. 5.2 – Immissioni in rete nel 2003 ..... » 234
Fig. 5.3 – Importazioni di gas nel 2003 secondo la provenienza ..... » 235
Fig. 5.4 – Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nell'anno termico 2003/04, secondo la durata intera ..... » 237
Fig. 5.5 – Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nell'anno termico 2003/04, secondo la durata residua ..... » 237
Fig. 5.6 – Bilancio della rete nazionale e dei consumi in Italia, 2003 ..... » 249
Fig. 5.7 – Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2001 - febbraio 2004 . » 250
Fig. 5.8 – Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2001 - febbraio 2004 ..... » 251
Fig. 5.9 – Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV nel febbraio 2004 ... » 251
Fig. 5.10 – Frequenza dei volumi scambiati presso il PSV nel periodo ottobre 2003 - febbraio 2004 ..... » 252
Fig. 5.11 – Composizione della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni ..... » 285
Fig. 5.12 – Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale (tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m^3 annui) all'1 aprile 2004 ..... » 286
Fig. 6.1 – Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione ..... » 291
Fig. 6.2 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione ..... » 291
Fig. 6.3 – Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione esclusi i distacchi programmati del 26 giugno e il *blackout* del 28 settembre 2003 ... » 292
Fig. 6.4 – Distribuzione dell'indicatore di riferimento negli ambiti ad alta concentrazione ..... » 292
Fig. 6.5 – Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2003 .... » 296
Fig. 6.6 – Pagamento dei rimborsi per mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2003 ..... » 297
Fig. 6.7 – Percentuale di rispetto degli standard generali di qualità commerciale nel 2003 ..... » 297

Fig. 6.8 – Confronto del tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione ..... *Pag.* 298

Fig. 6.9 – Minuti persi per cliente dovuti a interruzioni senza preavviso lunghe nel 2001 ..... » 301

Fig. 6.10 – Prestazioni soggette a indennizzo automatico negli anni 2002-2003 ..... » 315

Fig. 6.11 – Confronto tra il tempo effettivo medio e gli standard definiti dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G 6 ..... » 316

INDICE DEI RIQUADRI

Processo di unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale ..... *Pag.* 193

I mercati del gas naturale nel Regno Unito ..... » 252

Stoccaggio: i servizi addizionali ..... » 259

Il contenzioso su alcune clausole del Codice di rete Snam Rete Gas ..... » 267

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

Presentazione del Presidente dell'Autorità

Roma, 6 Luglio 2004

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

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Alessandro Ortis	*presidente*
Tullio Maria Fanelli	*componente*
Fabio Pistella	*componente*

Signori Presidenti della Camera e del Senato

Ministri, Autorità, Signore, Signori,

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

Quanto allo stato dei servizi di settore, vanno subito ricordati i gravi disagi subiti dai nostri concittadini, da noi tutti fruitori di energia elettrica, durante la nota crisi della scorsa estate e il black out *di fine settembre. Poco consola qualche simile situazione prodottasi, durante lo stesso anno, anche negli Stati Uniti, in Inghilterra o in Scandinavia.*

Dobbiamo archiviare il 2003 con amara insoddisfazione, come un'esperienza di disservizio da cui muovere rapidamente - si deve e si può - verso livelli di affidabilità e competitività coerenti con gli obiettivi di adeguatezza, sicurezza ed economicità del sistema energetico, posti a fondamento di ogni migliore strategia di sviluppo per il nostro Paese.

In merito ai severi eventi dello scorso anno, il Parlamento, il Governo e per la sua parte l'Autorità, cui la legge affida compiti di tutela degli utenti e dei consumatori, sono già intervenuti con indagini e iniziative per un rapido superamento delle emergenze e un miglioramento immediato di regole e comportamenti.

Ma le crisi manifestatesi sono pure effetto di carenze, funzionali e strutturali, la cui origine risale nel tempo e la cui soluzione impegna anche orizzonti di medio e lungo termine. Sono carenze che indicano la vulnerabilità e l'onerosità del sistema energetico italiano di fronte alle sfide dei nostri giorni: l'evoluzione

delle esigenze dei consumatori; le necessità del sistema produttivo; la crescente sensibilità per la tutela ambientale; i confronti competitivi o le collaborazioni che impegnano e impegneranno il nostro Paese sullo scacchiere europeo e mondiale.

Scenario internazionale

Lo scenario internazionale dell'ultimo anno è stato caratterizzato, per l'energia, da una prima fase che sembrava aver assorbito lo shock petrolifero associato al conflitto iracheno. Tuttavia nei primi mesi del 2004, il protrarsi di una forte incertezza nella risoluzione politica del conflitto, l'intensificarsi di attività terroristiche in Arabia Saudita, e soprattutto la forte crescita della domanda mondiale, hanno determinato un progressivo rialzo del prezzo del greggio.

Infatti, all'incremento della domanda petrolifera, più robusto nei mercati nordamericano e cinese, non ha corrisposto un tempestivo adeguamento dei quantitativi offerti dai principali Paesi produttori.

Questi due elementi, incertezza geopolitica e tensione sulla domanda, si sono riflessi sui prezzi di tutte le altre materie prime energetiche; non solo sul gas, le cui quotazioni sono in generale indicizzate al petrolio, ma anche sul carbone, il cui prezzo, spinto pure da un aumento sostenuto dei noli marittimi, è quasi raddoppiato tra giugno 2003 e marzo 2004. Tale fonte rimane, tuttavia, ancora competitiva per l'attuale produzione termoelettrica.

Sul fronte dello sviluppo tecnologico, raggiunti positivi risultati nei sistemi di utilizzo del gas, e negli impianti a ciclo combinato in particolare, l'impegno della ricerca e sviluppo si sta confermando anche verso applicazioni nelle aree delle fonti rinnovabili, della generazione diffusa, del nucleare, del carbone pulito

associato alla carbon sequestration, *del ciclo dell'idrogeno. Benefici rilevanti e diffusi potranno prodursi da queste attività nel medio e lungo termine; l'attenzione delle istituzioni, e anche dell'Autorità, a questi orizzonti temporali deve essere confermata e accresciuta specie in un contesto competitivo e finanziario che tende a promuovere visioni e strategie di più breve periodo.*

Circa la struttura dei mercati, il recente World Forum sulla regolazione, tenutosi a Roma lo scorso ottobre, ha confermato una tendenza mondiale di forte consolidamento dei processi di liberalizzazione e del relativo ruolo della regolazione; negli ultimi tre anni, sono state istituite più di 60 nuove autorità di regolazione.

Secondo le decisioni emerse dal Forum di Roma, la nostra Autorità concorre alla realizzazione di un network *mondiale dei regolatori, per favorire lo scambio permanente di esperienze e la promozione di principi di regolazione sempre più armonizzati a livello internazionale.*

Quadro normativo europeo

Da pochi giorni, dal primo luglio, sono entrate in vigore le due Direttive europee del 26 giugno 2003, relative al mercato interno dell'elettricità e del gas; esse rafforzano le precedenti, che hanno contribuito al processo di liberalizzazione anche nel nostro Paese.

*Le nuove Direttive segnano un passo decisivo verso: la realizzazione del mercato unico europeo dell'energia; l'estensione del-*l'unbundling; *la promozione di maggior concorrenza; la libertà di scegliere il proprio fornitore, dal primo luglio 2004, per tutti i clienti non domestici ed entro il primo luglio 2007 anche per le famiglie.*

Al di là delle norme di immediata applicazione, come le nuove soglie di idoneità per i clienti, è ora urgente il recepimento delle nuove Direttive nelle normative dei singoli Stati. Preoccupante sarebbe un nostro eventuale ritardo perché giustificherebbe il comportamento di quei Paesi che hanno finora recepito solo in termini minimali le precedenti Direttive, godendo di immotivate asimmetrie.

Nel giugno dello scorso anno è stato anche approvato il Regolamento per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica; la sua attuazione risulta particolarmente delicata nel caso italiano, Paese essenzialmente importatore; perciò l'Autorità, con le altre istituzioni interessate, è impegnata nell'adozione graduale di meccanismi che non abbiano impatti negativi sul mercato nazionale.

Le nuove Direttive riguardano anche la regolazione; prevedono infatti l'istituzione di Autorità in tutti gli Stati membri, assegnando ad esse precise competenze e stabilendone in modo esplicito l'indipendenza.

Nel frattempo, con l'obiettivo di uno stretto coordinamento delle regole di mercato e dell'azione delle Autorità già operative, si è consolidato negli ultimi anni il ruolo del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER) alla promozione del quale l'Autorità italiana ha avuto ruolo rilevante. La Commissione Europea, sulla base del positivo dialogo sviluppatosi con il CEER, ha poi istituito il Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità: un organismo consultivo indipendente, composto dai vertici delle singole Autorità di regolazione.

Il processo di allargamento dell'Unione europea guarda ormai verso sud-est; perciò, a supporto dell'azione della Commissione europea, l'Autorità italiana condivide, con quella greca, la presidenza del gruppo di lavoro dei regolatori dell'area dei Balcani, istituito per la progettazione e l'avvio di quel mercato regiona-

le. A tale impegno si aggiungono le collaborazioni richiesteci dal regolatore turco e per il progetto Euromed; questo progetto riguarda lo sviluppo delle interconnessioni e dell'integrazione dei mercati nel bacino del Mediterraneo, a sostegno anche delle collaborazioni industriali e commerciali degli operatori italiani in tale contesto.

Ancora nel quadro della collaborazione internazionale, l'Autorità sta sostenendo un progetto, della Commissione e del CEER, per l'attivazione a Firenze di un centro europeo di studi e formazione sulla regolazione.

In tema di creazione di efficienti mercati unici regionali e di quello europeo del gas e dell'energia elettrica, va pure ricordato che le congestioni delle reti e l'assetto eterogeneo delle tariffe di trasporto costituiscono un ostacolo strutturale, unitamente all'indisponibilità continentale di un adeguato surplus di offerta rispetto alla domanda.

In simile contesto appaiono di particolare interesse gli orientamenti della Commissione per lo sviluppo delle reti. Tale sviluppo, sostenuto con iniziative per una sollecita realizzazione delle infrastrutture nazionali e transfrontaliere, potrà contribuire a rendere più affidabile e competitivo anche il sistema energetico italiano. Inoltre, per il settore gas, il nostro Paese potrebbe candidarsi a un ruolo di hub, *di ponte naturale per gli approvvigionamenti diretti al centro dell'Europa e trasformarsi quindi da Paese importatore a Paese di transito e scambi, con vantaggi per costi e prezzi.*

Assetto normativo nazionale

Il Parlamento ed il Governo hanno adottato, in materia di energia e a fronte degli eventi di giugno e settembre, tempestivi provvedimenti per l'affidabilità del sistema elettrico nazionale.

Alcune delle norme necessarie a garantire la piena funzionalità degli impianti di produzione e delle reti di trasmissione, che erano già contenute nel Disegno di legge di riordino dell'energia all'esame del Parlamento, sono state anticipate e approvate con procedura d'urgenza.

Circa il dispositivo attuativo del Governo per la riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica di trasmissione, l'Autorità, con specifica segnalazione, ha confermato la disponibilità, a fronte degli attesi miglioramenti in termini di economicità, efficienza e sicurezza, nonché della garanzia piena per l'indipendenza e l'imparzialità del soggetto investito della gestione, a contribuire con strumenti di promozione e un tempestivo adeguamento del quadro regolatorio.

Sulle tematiche autorizzative per le infrastrutture energetiche e a seguito della riforma del Titolo V della Costituzione, la Corte Costituzionale è ancora intervenuta lo scorso anno in merito a conflittualità tra Stato e Regioni. Appare urgente restituire certezza e stabilità di competenze.

La Conferenza Unificata ha recentemente espresso avviso favorevole ai nuovi decreti ministeriali per la promozione dell'uso razionale dell'energia, che individuano anche meccanismi di mercato, i cosiddetti certificati bianchi, all'avanguardia nel contesto europeo; potranno così essere avviate a breve le azioni d'attuazione demandate all'Autorità. Per rendere rapida e piena tale attuazione, l'Autorità ha nel frattempo segnalato, a Governo e Parlamento, l'opportunità che siano evitati eventuali divieti ai distributori, per attività post contatore, finalizzate ad utilizzi energetici razionali, nelle aree in cui sono concessionari del servizio, almeno per il periodo necessario alla formazione sul mercato di operatori alternativi di dimensioni e capacità adeguate.

Prosegue così attivamente anche la collaborazione dell'Autorità verso il Governo e il Parlamento, attraverso la formulazione di

pareri o di osservazioni e la partecipazione ad audizioni parlamentari.

La più recente segnalazione ha riguardato la delega al Governo, prevista nell'attuale testo del Disegno di legge di riordino dell'energia, per il riassetto delle normative vigenti. L'Autorità stima importante l'obiettivo per la realizzazione di testi unici, ma considera che l'ampiezza della delega, ora prevista, possa far ritenere modificabile l'intero quadro normativo del settore energetico, comportando l'eventuale instaurarsi di un clima di incertezza tale da frenare le scelte di investimento e di finanziamento per attività e infrastrutture, basate sulla certezza di ricavi futuri.

La delega è prevista anche in materia di regolazione dei servizi di pubblica utilità, investendo direttamente le competenze attribuite all'Autorità. Ciò appare un pericolo per l'indipendenza e l'autonomia dell'Autorità, il cui operato potrebbe essere condizionato da una eventuale potestà governativa di incidere non solo sulle singole decisioni, ma anche nel suo assetto e sulle sue competenze.

Liberalizzazioni, mercato e concorrenza

I mercati dell'elettricità e del gas in Italia costituiscono realtà tra le più significative del Paese. Il solo valore della produzione annua di questi settori, al netto delle imposte, è di oltre 30 miliardi di euro nel caso dell'elettricità e supera i 15 miliardi di euro per il gas. Dopo la completa liberalizzazione di inizio 2003 per i clienti del mercato del gas, nel settore elettrico, dal primo luglio, altri 7 milioni di clienti si sono aggiunti ai 150.000 già liberi di scegliere il proprio fornitore. Tale importante evoluzione muove verso il completamento della liberalizzazione della domanda, fissato non oltre la metà del 2007.

*A tale processo di liberalizzazione, il cui quadro normativo è già in buona parte fissato, non fa purtroppo riscontro una condizione di effettiva concorrenza, sia sul mercato dell'elettricità sia su quello del gas. In ciascuno dei settori, si riscontra tuttora la presenza di un operatore dominante, sebbene con caratteristiche diverse in relazione alle diversa struttura dei due mercati; presenza più pervasiva per quanto riguarda il gas, in cui l'*incumbent *controlla ampie parti della filiera, tra cui – fatto essenziale – il sistema delle importazioni; più circoscritta a specifici tempi e zone, quella nel settore elettrico, che tuttavia pone ugualmente l'*incumbent *in condizione di influenzare autonomamente il mercato.*

In merito a tali problematiche, ed alle iniziative per assicurare una completa apertura dei mercati e una adeguata concorrenza, assume particolare valore la proficua collaborazione che stiamo sviluppando con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Ricordo in merito l'"Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale"; l'indagine è stata già completata e pubblicata per la parte relativa al gas naturale; è in corso quella per il settore elettrico.

Settore gas

Per il gas, emerge dall'indagine un mercato con forti rigidità strutturali nel segmento upstream, *e una competitività ancora seriamente condizionata dalle modalità di approvvigionamento; ciò sta influenzando negativamente il processo di liberalizzazione, impedendo l'ingresso sul mercato di nuovi operatori autonomi in grado di competere adeguatamente. Il tentativo di adempiere al soddisfacimento dei tetti antitrust attraverso il ricorso alle cosiddette vendite innovative non ha eliminato, anzi ha reso*

ancora più complessa e articolata la struttura di barriere all'entrata nel settore. La produzione nazionale, poi, è per oltre il 90 per cento nelle mani dell'operatore dominante.

Per lo sviluppo di un quadro competitivo stabile, da cui possano emergere prezzi decisamente più convenienti, è necessario migliorare la struttura dell'offerta e la flessibilità nel sistema di approvvigionamento.

A tal proposito, il pericolo, talvolta paventato, di un eccesso di offerta di gas tale da compromettere il rispetto dei contratti internazionali di fornitura, con il conseguente abbandono dei progetti di potenziamento dei gasdotti di importazione, potrebbe pure interpretarsi come un allarme che scoraggia l'ingresso di concorrenti. Al contrario, emerge con evidenza che nei prossimi anni, in assenza di investimenti, o nel caso di ritardi nella loro realizzazione, vi potranno essere limiti nelle capacità di importazione tali da condizionare pesantemente mercato, prezzi e sicurezza di settore.

D'altra parte, per aspetti delicatissimi come la sicurezza e l'adeguatezza, abbiamo già constatato, per il settore elettrico, quanto non fosse giustificata la previsione di taluni, meno di tre anni fa, di una abbondanza di MW efficienti.

Quindi, su questo fronte e per quanto riguarda la regolazione riteniamo nostro dovere garantire condizioni favorevoli ai nuovi investimenti, allo sviluppo delle infrastrutture e a nuova concorrenza. Per il gas, ad esempio, lo scorso anno l'Autorità ha attuato le indicazioni legislative per incentivare i soggetti che investono in nuovi impianti attraverso la tutela dell'accesso prioritario alle infrastrutture e ha proseguito nell'emanazione dei provvedimenti previsti dal decreto legislativo 164 del 2000, introducendo ulteriori elementi a favore della flessibilità operativa degli scambi e per lo sviluppo del Punto di scambio virtuale, premessa verso la prevista creazione della "borsa" del gas naturale.

Allo stesso tempo si sta lavorando per una progressiva standardizzazione dei contratti; un regime di bilanciamento che rifletta i fondamentali del mercato; la creazione di un operatore di rete totalmente indipendente; una disponibilità di gas tale da consentire la realizzazione di un mercato davvero concorrenziale. In questo senso sono pure necessari interventi legislativi, per i quali assicureremo ogni migliore collaborazione.

Settore elettrico

Per lo sviluppo del mercato elettrico assume particolare importanza anche la "borsa elettrica", la cui attivazione è stata prevista in due fasi: una transitoria, già in atto, e una a regime, entro la fine di quest'anno, quando anche la domanda si potrà in essa esprimere direttamente.

In questo modo, come già in altri Paesi, viene reso operativo uno strumento essenziale per promuovere la competizione trasparente tra gli operatori e per offrire al mercato segnali chiari di prezzo, utili anche al fine di promuovere investimenti e sviluppare la capacità e l'efficienza del parco produttivo.

Al soddisfacente avvio tecnico-operativo della borsa, affidata al Gestore del mercato elettrico, si accompagnano tuttavia inevitabili malesseri infantili, evidenziati anche dall'andamento dei prezzi del primo periodo transitorio.

Si tratta di problematiche ed esperienze che richiedono sorveglianza continua e quelle cure, quegli interventi normativi che si manifestano via via necessari.

In questo senso abbiamo avviato una tempestiva istruttoria conoscitiva per verificare se gli aumenti di prezzo, registrati in alcuni giorni, in alcune zone e ore, siano da attribuire a situazioni contingenti o a potere di mercato esercitato da posizioni dominanti.

In parallelo, abbiamo posto in procedura di consultazione due provvedimenti: il primo riguarda un aggiustamento del metodo di calcolo dell'esborso associato allo scambio di energia, mirato a evitare distorsioni connesse alle scelte adottabili per la allocazione in borsa dell'energia oggetto di accordi bilaterali; il secondo - sempre al fine di controllare il potere di mercato, prevenire eventuali effetti impropri sui prezzi della borsa e promuovere la concorrenza - è finalizzato a rimuovere provvisori ostacoli al dispiegarsi delle logiche di mercato e prevede di ridimensionare eventuali situazioni di dominanza zonali e orarie.

Nella direzione di una fair competition, *capace di indurre guadagni di competitività di sistema e contenimento, consentito dal mercato, di prezzi e tariffe, dobbiamo muoverci con il concorso di tutti e superare quindi anche il rodaggio della borsa, allargare la base competitiva dell'offerta e preparare la prossima e diretta partecipazione della domanda.*

Naturalmente, non avrà soluzione di continuità il nostro impegno: per la sorveglianza; per ogni eventuale ulteriore emergente esigenza di affinamento dei meccanismi di controllo; per la collaborazione tesa all'ottimizzazione dei processi di funzionamento del mercato; per la promozione di un sollecito completamento e una piena trasparenza delle informazioni.

Sempre per il settore elettrico, va considerato il rilevante ruolo della rete di trasmissione. Il suo sviluppo è affidato a progetti e investimenti ai quali va anche il nostro sostegno (in verità il sostegno di tutti coloro che pagano le tariffe), già concretizzato con il nuovo regime tariffario per il periodo 2004-2007; esso, sempre in un quadro di contenimento delle tariffe, è stato varato attribuendo anche un incentivo (premio di remunerazione) per i nuovi investimenti mirati allo sviluppo e assicurando ogni più giustificata copertura per gli importanti impegni economico-finanziari richiesti al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Affidabilità e qualità dei servizi

Quanto all'affidabilità, quindi all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema, possono e debbono essere volte in positivo le lezioni ricevute dai gravi disservizi già citati, fra loro ben diversi, di giugno e settembre dello scorso anno.

Nel primo caso si tratta di adeguatezza del sistema; ciò investe i livelli di efficienza e disponibilità delle centrali esistenti e i necessari recuperi in capacità e mix di copertura del fabbisogno; tema questo strutturale e strategico, a cui anche il Capo dello Stato ha fatto riferimento parlando di "gracile produzione nazionale e di eccessiva dipendenza dall'estero". Il Parlamento ed il Governo hanno già definito e stanno definendo provvedimenti in merito.

Per quanto riguarda il nostro intervento, sono da citare, fra l'altro, le istruttorie, quella conoscitiva e quella formale, dedicate ai distacchi di giugno; il parere espresso al Ministero delle attività produttive per il prossimo decreto riguardante l'efficiente disponibilità del parco produttivo; la nuova regolazione sulla disponibilità degli impianti nei periodi di maggior domanda; le segnalazioni e la collaborazione per l'aggiornamento del Piano di emergenza; la promozione delle tariffe multiorarie e le segnalazioni dedicate all'uso razionale dell'energia.

Quanto al secondo caso, quello più grave nei suoi effetti, il black out *di settembre scorso, l'Autorità ha già pubblicato gli esisti dell'istruttoria tecnica conoscitiva sulle cause e le dinamiche dell'evento. Per queste si trovano molti parallelismi nei simili episodi pure sofferti in altri Paesi industrializzati.*

La prima parte della nostra istruttoria conoscitiva ha riguardato gli eventi accaduti in territorio svizzero, che hanno determinato il distacco del sistema elettrico italiano dalle altre reti europee.

E' emerso che la gestione della rete svizzera è stata carente, non sono state predisposte adeguate misure preventive, non sono state rispettate alcune importanti disposizioni delle normative internazionali.

In questo senso, fra le conclusioni raggiunte assieme ai colleghi dell'Autorità francese, abbiamo evidenziato la necessità inderogabile che anche in Svizzera sia adottato un quadro normativo vincolante e coerente con quello della Unione europea.

La seconda parte della nostra istruttoria conoscitiva riguardato gli eventi che hanno determinato la diffusione dell'interruzione del servizio sull'intero territorio nazionale, con l'eccezione della Sardegna, e la fase di ripristino del servizio. Emergono molti elementi indicativi che potrebbero evidenziare difformità nelle gestioni, nei coordinamenti e nei funzionamenti degli impianti. Perciò, in coerenza con le procedure, l'accertamento di eventuali responsabilità a carico di operatori del sistema elettrico nazionale è ora previsto tramite lo svolgimento di apposite istruttorie formali nel corso delle quali sarà possibile procedere a tutti i necessari approfondimenti, in contraddittorio con le parti.

Mentre si attivano gli approfondimenti per eventuali responsabilità specifiche, possiamo e dobbiamo tutti far capo al comune senso di responsabilità, di tutti i soggetti impegnati nel settore, che deve spingerci a evidenziare puntualmente problematiche e soluzioni. Per altro, alcuni esiti dell'istruttoria conoscitiva, così come quelli dell'indagine ministeriale, hanno già trovato riscontro in iniziative anche legislative per migliorare la sicurezza del sistema.

Passando al tema della qualità dei servizi elettrici resi ai clienti, è stata adottata una nuova regolazione: essa riguarda sia la riduzione delle interruzioni sulle reti locali, sia i rapporti commerciali tra i consumatori e le imprese che forniscono il servizio.

Negli ultimi anni sono stati ottenuti buoni risultati, con una riduzione media dei minuti di interruzione per cliente del 43 per cento rispetto al 1999, ma la continuità del servizio appare ancora insufficiente, specie nel Mezzogiorno. Per tale motivo è stata affinata la passata strategia, tesa ad un primo miglioramento generalizzato in tutte le aree del Paese, puntando ora ad accelerare il miglioramento nelle aree dove il servizio è peggiore e ad armonizzare quindi gli obiettivi di qualità fra tutte le zone del Paese. Entro il 2007 i minuti di interruzione per cliente dovranno ridursi di un ulteriore 27 per cento.

Per la qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, l'Autorità ha confermato e semplificato gli standard definiti nel 2000, mentre proprio in questi giorni saranno introdotti nuovi standard relativi al tempo massimo di ripristino dei guasti originati sui contatori. Verrà inoltre avviato, con la stessa decorrenza, il monitoraggio dei livelli di qualità del servizio e dei tempi di attesa ai call-centers *telefonici.*

Per quanto riguarda la qualità nel settore gas, l'Autorità ha emanato un regolamento che dispone nuove procedure e modalità per gli accertamenti sulla sicurezza degli impianti domestici, alimentati a mezzo di reti. Sarà così verificata la corretta installazione ed il funzionamento degli impianti attivati presso le famiglie; ciò attraverso analisi documentali complete ed in alcuni casi con controlli in loco, affidati ai Comuni.

Economicità dei servizi

I prezzi dell'energia nel nostro Paese si pongono, nel confronto internazionale, tra quelli mediamente più alti in Europa. Tale penalizzazione, tuttavia, non colpisce nella stessa misura tutte le categorie di clienti: in molti casi si sommano oneri o agevolazioni non adeguatamente motivate.

Le cause di questa situazione, che riguarda tanto il mercato del gas naturale quanto quello dell'elettricità, sono dovute certamente alla insufficiente competizione nel mercato, evidenziata in precedenza; ma esse derivano anche da specificità normative e condizioni strutturali peculiari del nostro Paese, stratificatesi nel tempo e sulle quali è più difficile incidere nel breve periodo.

Per il gas, i prezzi italiani risentono, in generale, di un pesante carico fiscale; le imposte - val la pena ricordarlo - pesano oggi sulle famiglie per il 46 per cento del prezzo finale.

Tuttavia, anche al netto delle imposte, i prezzi sono superiori alla media europea e mostrano sensibili differenze in funzione dei consumi; differenze che non sempre riflettono i costi correlati.

Mentre le piccole utenze domestiche beneficiano di un gas tra i meno costosi d'Europa, già l'onere del consumo per riscaldamento, individuale o collettivo, risulta di circa il 20 per cento superiore alla media europea e del 6-12 per cento superiore a quelli di Francia e Germania, che pure hanno un sistema di approvvigionamento sostanzialmente analogo al nostro.

Sono invece allineati alla media europea i valori per i consumi attorno al milione di metri cubi all'anno, ma la differenza rispetto all'Europa torna a salire per volumi superiori. Un'industria, ad esempio, che consuma 10 milioni di metri cubi all'anno paga il gas l'11 per cento in più di un suo concorrente europeo.

In molte situazioni, la scarsa competitività nel mercato ha di fatto consentito ai venditori di non trasferire adeguatamente, sui clienti finali, la sensibile riduzione dei costi dei servizi infrastrutturali regolamentati degli ultimi anni.

Anche per l'elettricità il confronto internazionale evidenzia prezzi italiani mediamente superiori alla media europea.

Tuttavia il divario, in questo caso, origina principalmente nelle caratteristiche della produzione elettrica che, nel 2003 in Italia,

è derivata per oltre il 70 per cento da idrocarburi (gas naturale e olio combustibile); a livello europeo, invece, l'elettricità è prodotta per quasi il 60 per cento da energia nucleare e carbone.

L'evidente differenza in termini di mix di combustibili utilizzati, fattore strutturale sul quale il ruolo della regolamentazione è molto limitato, potrà essere solo in parte compensata da una maggiore efficienza in tutte le altre fasi della filiera elettrica.

Scomponendo la tariffa elettrica italiana nelle sue voci, si riscontra da anni, come già accennato, una sensibile riduzione dei costi regolati, trasmissione e distribuzione, ormai giunti ai livelli della media europea, contro un andamento dei costi di produzione sostanzialmente legato alla dinamica dei prezzi dei combustibili, che, per quanto gestito senza scosse, si mantiene su livelli molto superiori alla media europea.

Alcuni valori rendono meglio il senso della situazione: attualmente la tariffa media nazionale per il mercato vincolato è pari a 10,18 centesimi di euro per kWh al netto delle imposte. La parte preponderante è costituita dal costo di produzione, pari al 67 per cento, mentre solo il 22 per cento è relativo alle tariffe per la trasmissione e la distribuzione. Il restante 11 per cento è costituito dagli oneri generali del sistema e dai costi di commercializzazione.

Anche nel settore elettrico sono forti le differenze tra le diverse categorie di utenti.

Nelle tariffe per i clienti domestici ancora sussiste una struttura di prezzi indiscriminatamente progressiva, accentuata poi dalla fiscalità. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi (tra 600 e 1.200 kWh annui) pagano infatti prezzi pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa. Le utenze familiari con consumi più elevati (compresi tra i 3.500 kWh e 7.500 kWh) presentano invece livelli di prezzo circa il 50 per cento al di sopra della media europea.

E' da segnalare l'effetto paradossale di queste tariffe dal punto di vista dell'uso razionale dell'energia. Chi ha un consumo di elettricità relativamente basso perché passa molto tempo fuori casa non è ovviamente incentivato a risparmiare da una simile tariffa, mentre chi consuma di più, perché ha una famiglia numerosa, potrà difficilmente comprimere i suoi consumi a livelli tali da ridurre significativamente i costi. Da ciò l'importanza di rivedere le tariffe secondo una logica che, salvaguardando quei soggetti che realmente necessitano di un supporto sociale, induca tutti i clienti verso comportamenti energetici virtuosi; in questo senso attendiamo i necessari indirizzi, dal Governo e dal Parlamento, per avviare la definizione di una vera tariffa sociale nel quadro di un ridisegno della struttura tariffaria.

Su questo stesso fronte, segnaliamo il valore ancora assai relativo del pur apprezzabile avvio di offerte di tariffe biorarie domestiche, da parte di alcuni distributori. Abbiamo perciò chiesto che esse siano più diffuse, più flessibili e convenienti non solo per gli alti consumi, ma anche per quelli medi e piccoli.

Per le utenze industriali, i prezzi, sia al netto che al lordo delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media europea. In particolare per le classi centrali di consumo industriale ovvero tra i 2 e i 20 milioni di kWh/anno, lo scostamento dei prezzi italiani rispetto alla media europea, al netto delle imposte, arriva a superare il 40 per cento. Sempre al netto delle imposte, l'energia elettrica per uso industriale ha evidenziato nel 2003 un aumento tendenziale superiore di quasi tre punti percentuali rispetto alla media degli altri Paesi europei, accentuandone il divario in termini di economicità.

In questo quadro, e soprattutto a contrasto delle cause di contesto e strutturali che determinano gli sfavorevoli differenziali di costo e prezzo già evidenziati, si rende ancor più attento l'impegno dell'Autorità verso ogni possibile contenimento tariffario; l'impegno che ha generato, e continua a generare, le citate ridu-

zioni progressive degli oneri per i servizi regolati e quello dedicato alle tariffe complessive per le famiglie.

In merito a queste ultime, la dinamica più recente può essere sintetizzata confrontando i valori da poco fissati per il trimestre luglio-settembre 2004, con lo stesso periodo del 2003.

A valori correnti ed al lordo delle imposte, la tariffa di riferimento del gas è diminuita del 3,9 per cento; per l'elettricità la diminuzione è del 2,6 per cento. Tali riduzioni risultano più marcate, in termini reali, se si considera l'andamento dell'inflazione.

Va pure ricordato che per gli aggiornamenti trimestrali delle tariffe elettriche, l'Autorità si basa sui costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico per conto dei clienti del mercato vincolato e sulle previsioni di spesa formulate dallo stesso per i mesi successivi. Per i suoi approvvigionamenti l'Acquirente unico, oltre a beneficiare delle quote di energia di importazione e di energia cosiddetta "CIP 6" a esso riservate, può individuare ogni più opportuno mix di copertura. In particolare può acquistare in borsa o stipulare contratti bilaterali anche del tipo per differenze, a prezzi prefissati, in relazione agli andamenti del mercato, pur sempre correlati a quelli dei costi della produzione. Come già detto, questi ultimi, a loro volta, e per il nostro Paese in particolare, risentono dell'andamento dei prezzi del petrolio e dei combustibili per le centrali termoelettriche, che si riflettono anche in borsa.

Energia e sviluppo sostenibile

Un concreto contributo per coniugare al meglio energia e ambiente, può essere assicurato da un utilizzo sempre più razionale dell'energia e dall'ammodernamento del parco di generazione, con l'adozione di tecnologie sempre più efficienti e pulite. D'altra parte, le scelte tecnologiche devono essere necessariamente valutate anche sotto il profilo del loro impatto, allo stesso tempo economico e ambientale.

Proprio in quest'ottica, è importante che i principi di Kyoto siano considerati nel loro insieme complessivo, attraverso meccanismi flessibili e virtuosi; quindi, soluzioni globali a problemi globali; non soluzioni puramente allocative delle emissioni, che rischiano di tradursi non in tutela ambientale ma in transazioni finanziarie, con conseguenti distorsioni del processo di integrazione dei mercati dell'energia.

Il sostegno dei processi di liberalizzazione e promozione della concorrenza in un contesto di mercato adeguatamente regolato, richiede anche un giusto arbitraggio fra le istanze economiche ed ambientali.

In quest'ottica si pone anche l'azione dell'Autorità; ne sono un esempio la collaborazione istituzionale per lo sviluppo dei meccanismi di mercato a sostegno di utilizzi energetici razionali (i cosiddetti certificati bianchi) e delle energie rinnovabili (i certificati verdi), con superamento del "sistema CIP 6". Per quest'ultimo l'Autorità ha lanciato un programma di controlli avvalendosi della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Ancora a supporto delle energie rinnovabili, l'Autorità sta mettendo a punto le regole per la connessione degli impianti e per l'estensione del regime di scambio sul posto, riguardanti le unità di potenza inferiore ai 20 kW; a breve sarà posto in consultazione un provvedimento per la remunerazione degli impianti da meno di 10 MW e per tutti gli impianti non programmabili.

Contenzioso, controlli ed ispezioni

L'impegno dell'Autorità non si manifesta solo sul fronte della produzione di norme di settore ma anche su quello della loro difesa in contenzioso e delle verifiche per la loro attuazione.

Circa il contenzioso si registra una riduzione dei ricorsi rispetto agli ultimi anni e dall'inizio dell'attività dell'Autorità a oggi, i provvedimenti impugnati sono stati 140, di essi annullati completamente 9 e in parte 7, a dimostrazione della stabilità dell'attività regolatoria. In questo contesto desidero rivolgere un ringraziamento all'Avvocatura dello Stato per il rilevante supporto fornito.

In tema di verifiche, di controlli e ispezioni, l'Autorità ha già avviato un'intensificazione delle attività, grazie anche ad un consolidamento della preziosa collaborazione stabilita con i Reparti speciali della Guardia di finanza, a cui va la nostra sentita gratitudine.

Orientamenti per l'azione futura

Con la chiamata a servire per l'Autorità, è stata affidata al nostro Collegio, da alcuni mesi soltanto, una regolazione dei servizi di pubblica utilità, dell'energia elettrica e del gas, da completare e affinare per rispondere dinamicamente alle esigenze dei consumatori, degli operatori e del Paese.

Nell'assolvere a questi compiti crescenti e complessi, ci conforta, e allo stesso tempo ci impegna, il patrimonio ereditato.

L'istituzione dell'Autorità ha dato buoni frutti: merito di una buona legge e merito dei nostri predecessori, i professori Ranci, Ammassari e Garribba e dei loro collaboratori che, nel corso del primo settennato, hanno creato, guidato e sviluppato l'Autorità con grande professionalità, trasparenza ed indipendenza.

Tale eredità, la continuità dell'azione intrapresa, e l'operare "in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione", continueranno ad essere il fondamento dell'attività futura. L'indipendenza, la continuità e la coerenza dell'azione di regola-

zione e controllo hanno, d'altra parte, particolare valore per lo sviluppo del settore energetico, che richiede una promozione robusta e continua dei processi di liberalizzazione, un quadro normativo e comportamenti amministrativi affidabili, stabili e chiari.

L'attuale stadio di sviluppo dell'Autorità faciliterà anche un consolidamento del suo carattere di autonomia e terzietà rispetto a tutti gli "attori" del settore, nonché una valorizzazione della collaborazione con le istituzioni, nel rispetto delle competenze e delle responsabilità.

L'ulteriore valorizzazione della collaborazione istituzionale e di ogni più adeguato e intenso dialogo con tutte le parti interessate, potrà pure favorire il buon funzionamento dell'attività amministrativa, da due punti di vista: l'efficienza delle deliberazioni e la tempestività delle iniziative, tese a conseguire risultati non solo per il breve, ma anche per il medio e lungo periodo.

I risultati da raggiungere sono strettamente legati alla fondamentale esigenza di tutelare consumatori e clienti, promuovendo in modo decisivo anche la competizione oltre gli attuali e insoddisfacenti livelli. In questo senso il mercato e la concorrenza sono strumenti essenziali, anche per il rafforzamento della competitività delle imprese nazionali di settore.

Considerate la dinamica e la complessità che caratterizzano l'evoluzione del settore energetico, sarà dedicata crescente attenzione: alla valutazione preventiva dell'impatto dell'azione amministrativa; alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio; alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione. A quest'ultimo scopo, già nei primi mesi del 2004, d'intesa con il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti, è stato posto allo studio un progetto per facilitare gli aggiornamenti continui sulla produzione normativa e sui provvedimenti dell'Autorità; ciò conferma anche l'attenzione dedicata alle

associazioni dei consumatori e degli operatori, alla loro partecipazione ai processi di consultazione, alla promozione di incontri e di programmi per l'informazione.

In un contesto che si arricchisce, competitivamente, per numero e tipologie di operatori (produzione, reti, distribuzione, vendita, trading, servizi post contatore, ecc.), è pure opportuno estendere, nei riguardi dei soggetti regolati, la pratica del controllo e della prevenzione. Essa induce, fra l'altro, un duplice beneficio: minimizza l'attività sanzionatoria e incrementa la competizione, fra soggetti già operativi o nuovi entranti, verso gradi di efficienza ed efficacia sempre più elevati.

La continuità dell'azione amministrativa, l'implementazione delle linee di intervento e sviluppo così delineate richiedono anche un impegno organizzativo efficace e una gestione efficiente delle risorse, con particolare attenzione alle risorse umane. A conferma di questa attenzione, l'Autorità ha già lanciato un piano di potenziamento interno, quantitativo e qualitativo, in parallelo ad un progetto di sviluppo organizzativo; si tratta di investimenti a supporto del personale, al quale il Collegio rivolge un sentito ringraziamento per la dedizione, la competenza, la professionalità sempre assicurata.

A questo apprezzamento associamo anche quello per la collaborazione del Collegio dei revisori, degli esperti, e della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Sia poi consentito un saluto e un ringraziamento affettuoso, dell'Ing. Fanelli e mio personale, al Professor Pistella, che è stato chiamato al significativo incarico di Presidente del Consiglio nazionale delle ricerche; all'amico Fabio anche i nostri vivissimi auguri.

Infine, e concludendo, una riflessione circa la sfida già richiamata all'inizio di questa Relazione, quella riguardante tutti gli "attori" impegnati nel settore energetico, per un guadagno, sol-

lecito e continuo, in efficienza e affidabilità dei servizi energetici, secondo un percorso da sviluppo sostenibile. Si tratta di una sfida, di un'impresa che per dimensione, spessore e tempi, pretende, assieme all'opera singola di ogni istituzione, uno sforzo di alta tensione corale; una coralità a cui non mancherà certo il nostro contributo convinto.

Autorità per l'energia elettrica e il gas	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità per l'energia elettrica e il gas Servizio documentazione e studi Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano Tel 02655651 e-mail: info@autorita.energia.it
Progetto grafico	studio FM milano - Valentina Granzotto

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

Direttore:	Mauro Masi
Coordinamento editoriale:	Augusta Busico
Stampa e diffusione	Istituto Poligraficoe Zecca dello Stato S.p.A. Stabilimento Salario - Roma, 2004

Sezione 1

SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

QUADRO INTERNAZIONALE

QUADRO EUROPEO

QUADRO NAZIONALE

PAGINA BIANCA

1. QUADRO INTERNAZIONALE

MERCATO INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA NEL 2003

Dopo un primo semestre segnato dall'incertezza, la ripresa economica si è rafforzata nella seconda parte del 2003, seppure in modo molto differenziato nelle diverse aree mondiali. Negli Stati Uniti la svolta è avvenuta nel corso del terzo trimestre, quando il PIL è aumentato del 7,2 per cento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, trainato dagli effetti della riforma fiscale sul reddito spendibile e sugli investimenti, oltre che dalle esportazioni, favorite dalla debolezza del dollaro. In Giappone, dopo una prima metà dell'anno molto promettente, l'economia ha subito un rallentamento nel secondo semestre: nonostante il forte impulso dato dagli investimenti e dai flussi di esportazione, generati per buona parte dall'economia cinese, si è registrato un calo della spesa pubblica e dei consumi. Nell'Unione europea il primo semestre è stato caratterizzato da una crescita prossima allo zero (negativa se si considerano unicamente i paesi dell'euro). È solo nel terzo trimestre che l'economia europea ha ripreso a crescere, grazie soprattutto alla crescita delle esportazioni americane nonostante la dinamica della domanda interna sia rimasta debole. A eccezione dell'Africa subsahariana e dell'America Latina, nel resto del mondo, e soprattutto nei paesi in via di sviluppo e in transizione, vi è stata un'accelerazione della crescita rispetto al 2002.

La domanda di petrolio, principale fonte di energia sui mercati internazionali, è strettamente legata all'andamento dell'economia, seppure con modalità diverse a seconda del periodo dell'anno. La tavola 1.1 confronta l'andamento del PIL e la domanda di petrolio negli anni 2001-2003.

Nonostante il forte calo del suo peso sui consumi primari a livello mondiale (da 45 per cento nel 1980 a 37 per cento nel 2002), il petrolio continua a dominare di gran lunga il panorama energetico mondiale. Tale ruolo sembra peraltro destinato a stabilizzarsi nel futuro, sostenuto dalla crescente domanda dei paesi in via di sviluppo, soprattutto nell'area asiatica. Secondo le ultime previsioni dell'AIE[1], nel 2030 il petrolio coprirà ancora il 38 per cento della domanda mondiale di energia primaria, rispetto al 28 per cento del gas naturale e al 24 per cento del carbone.

1 *World Energy Outlook* 2003, AIE.

TAV.1.1 **CRESCITA DEL PIL E DOMANDA DI PETROLIO NELLE PRINCIPALI AREE MONDIALI 2001-2003**

	CRESCITA DEL PIL (VALORI PERCENTUALI)			DOMANDA DI PETROLIO (MILIONI DI BARILI/GIORNO)						
	2001	2002	2003	2001	2002	2003	I 2003	II 2003	III 2003	IV 2003
Paesi OCSE	**1,0**	**1,4**	**2,1**	**47,8**	**47,7**	**48,4**	**49,3**	**47,1**	**48,0**	**49,2**
Stati Uniti [A]	0,5	2,2	3,2	19,9	20,0	20,4	20,3	19,9	20,6	20,6
Giappone	0,4	-0,3	2,7	5,4	5,3	5,4	6,2	5,0	4,9	5,6
Unione europea	1,7	1,1	0,7	13,5	13,4	13,3	13,4	13,1	13,2	13,4
Altri paesi OCSE [B]	1,4	3,0	2,0	8,9	9,0	9,4	9,4	9,1	9,3	9,7
Paesi in transizione	5,1	4,4	5,8	4,7	4,5	4,5	4,8	4,1	4,4	4,9
Federazione Russa	5,0	4,3	6,8	3,9	3,8	3,8	4,0	3,4	3,7	4,2
Altri paesi in transizione	5,2	4,6	4,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Paesi in via di sviluppo	**3,1**	**3,1**	**4,6**	**24,0**	**24,7**	**25,5**	**24,9**	**25,0**	**25,9**	**26,0**
Cina	7,5	8,0	9,1	4,7	5,0	5,6	5,4	5,5	5,8	5,6
Altri paesi asiatici	3,5	4,3	5,8	7,3	7,5	7,7	7,5	7,5	7,6	8,0
Medio Oriente	3,5	3,3	5,1	4,8	4,9	5,0	4,9	4,8	5,2	5,1
Africa	3,1	3,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
America Latina	0,3	0,3	-0,6	4,8	4,8	4,6	4,5	4,6	4,7	4,7
Totale Mondo	**1,4**	**1,8**	**2,6**	**76,5**	**76,9**	**78,4**	**79,0**	**76,2**	**78,2**	**80,2**

(A) Include i territori degli Stati Uniti.
(B) Australia, Canada, Islanda, Corea del Sud, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Svizzera, Turchia, Ungheria.

Fonte: Elaborazioni su dati Banca mondiale, AIE, OPEC ed EIA.

Petrolio

Con i primi segnali di ripresa dell'economia americana e il continuo forte incremento della richiesta asiatica (soprattutto della Cina), la domanda mondiale di petrolio ha ripreso a crescere a un ritmo sostenuto: mediamente dell'1,9 per cento nel 2003, rispetto ad appena lo 0,2 per cento nel 2002. La gestione dell'offerta da parte dell'OPEC, finalizzata al mantenimento di prezzi elevati nella fascia di 22-28 $/barile, è stata facilitata sia dalla più forte crescita della domanda e dal temporaneo calo delle produzioni irachena, nigeriana e venezuelana, sia dal più debole rialzo dell'offerta della maggior parte degli altri paesi produttori. La svalutazione del dollaro ha tuttavia attenuato gli effetti degli incrementi di prezzo nei paesi a valuta più forte.

Il successo dell'OPEC è significativo se si considera che i paesi appartenenti all'organizzazione (incluso l'Iraq) sono riusciti a conseguire un aumento della produzione di oltre il 10 per cento nel 2003 rispetto al 2002, con un innalzamento dei prezzi mediamente pari al 15 per cento. Infatti, per via dei vincoli a

breve sulla produzione degli altri paesi produttori, la crescita dei prezzi non ha penalizzato i paesi OPEC. Mentre la Russia è riuscita ad aumentare la produzione di oltre il 10 per cento (da 7,7 a 8,5 milioni di barili/giorno), sono invece calate la produzione degli Stati Uniti, del Mare del Nord e di altri produttori non OPEC. A tale riguardo, è significativo che la dipendenza degli Stati Uniti dalle importazioni del cartello nel 2003 è salita mediamente a 4,58 milioni di barili/giorno, con un aumento del 12 per cento rispetto al 2002. La gestione del prezzo è stata anche facilitata da eventi e circostanze non direttamente sotto il controllo dell'OPEC, come di seguito descritto.

Nel corso del primo trimestre del 2003, in un contesto caratterizzato da forti preoccupazioni dal lato dell'offerta per le perduranti difficoltà in Venezuela, per il manifestarsi di segnali di crisi in Nigeria e, soprattutto, per le incognite sull'evoluzione della crisi irachena, le quotazioni del Brent sono andate progressivamente crescendo. A tali aumenti contribuiva la situazione delle scorte detenute dall'industria nell'area OCSE, che dagli oltre 2 600 milioni di barili del gennaio 2002 sono scese, nel gennaio 2003, a 2 423 milioni di barili, anche a causa dei forti prelievi causati dalla crisi in Venezuela.

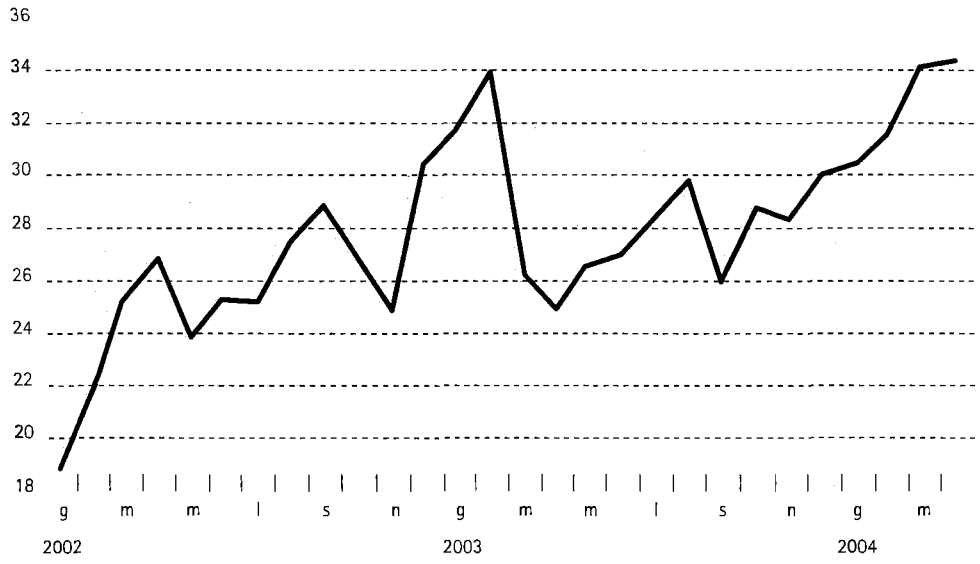
Questa criticità si manifestava anche nel mese di febbraio con un'ulteriore riduzione delle scorte di prodotti detenute dall'industria, in presenza di un accentuarsi delle tensioni internazionali e delle preoccupazioni per gli approvvigionamenti. I prezzi del Brent (Fig. 1.1) sono così cresciuti da una quotazione media di 31,32 $/barile in gennaio a 32,67 $/barile in febbraio. Con l'approssimarsi delle ostilità in Iraq, il prezzo ha raggiunto quasi 38 $/barile nella prima settimana di marzo, ma con l'avvio delle operazioni militari le quotazioni sono immediatamente scese a valori anche inferiori a 30 $/barile, per determinare un valore medio mensile di 30,54 $/barile. L'importante calo è stato provocato dall'aumento cautelativo della produzione OPEC, poco prima del secondo trimestre, storicamente caratterizzato da un abbassamento della domanda.

L'esistenza di un forte premio di guerra è evidenziata dall'ulteriore calo che le quotazioni hanno registrato in corrispondenza della caduta del regime di Saddam Hussein in aprile: pur in presenza di una drastica riduzione della produzione irachena, scesa a 0,2 milioni di barili/giorno in concomitanza con lo svolgimento delle operazioni militari, il prezzo del Brent è diminuito fino a determinare una media di 24,85 $/barile in questo mese.

Il progressivo rialzo del prezzo a maggio e a giugno è attribuibile anche al perdurante basso livello delle scorte nell'area del Nord America, 1 100 milioni di barili in aprile contro 1 249 nell'aprile dell'anno precedente; in questi mesi il

FIG. 1.1 **PREZZO DEL PETROLIO BRENT**

$/barile; valori medi mensili



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts. Prezzi riferiti a fine mese e ponderati con i volumi trattati.

prezzo medio del Brent è stato rispettivamente di 26,6 e 27,1 $/barile. Al vertice di Doha dell'11 giugno, i paesi OPEC hanno ribadito la volontà di non forzare la situazione con la fissazione di nuovi tetti produttivi inferiori a quello adottato a Vienna nel corso del vertice di aprile (25,4 milioni di barili/giorno), risultato in linea con quanto effettivamente richiesto dal mercato. L'estate del 2003 è stata caratterizzata da nuove spinte al rialzo dei prezzi del greggio a causa del rapido deterioramento della situazione politico-militare in Iraq, precipitata dagli episodi di violenza contro le forze di occupazione e dagli attentati alle infrastrutture petrolifere.

La ripresa della produzione irachena, seppure a livelli inferiori a quelli precedenti la guerra, e un calo dei prezzi di circa 3 $/barile, risultato delle posizioni corte degli speculatori, sono i principali fattori che hanno convinto l'OPEC, nel vertice di settembre, a decidere un taglio di 0,9 milioni di barili/giorno a partire dal mese di novembre. Tuttavia, i risultati effettivi per questo mese indicavano una sovrapproduzione di 1,5 milioni di barili/giorno rispetto alla quota concordata di 24,5, escluso l'Iraq. Includendo l'Iraq la produzione OPEC oscillava attorno a 28 milioni di barili/giorno, ma i prezzi rimanevano comunque molto elevati. Il superamento delle quote continuava nel mese di dicembre, quando la produzione mondiale oltrepassava 80 milioni di barili/giorno per il quarto mese consecutivo, toccando 82 milioni di barili/giorno in alcuni periodi.

Gli ultimi mesi del 2003 hanno anche visto aumenti dei noli, dovuti soprattutto agli ingorghi di traffico delle petroliere nello Stretto dei Dardanelli, che hanno causato attese di 3-4 settimane. Gli effetti sono soprattutto evidenti nelle raffinerie del Mediterraneo, normalmente alimentate da greggio proveniente dalla Russia e dal Caucaso, ma l'intasamento del Bosforo ha provocato una riorganizzazione nei flussi di petrolio con dirottamenti di carichi dall'Atlantico al Mediterraneo e dal Golfo Persico all'Atlantico, con conseguente alterazione dei prezzi di altri greggi.

L'inizio del 2004 è stato caratterizzato da acquisti speculativi di *hedge fund* e dalla presenza di investitori istituzionali in previsione di una ripresa economica. Nonostante l'elevata produzione mondiale, attestatasi su un valore medio di 82,09 milioni di barili/giorno a gennaio e superiore a 80 milioni di barili/giorno per il quinto mese consecutivo, i prezzi sono cresciuti a livelli prossimi ai massimi raggiunti prima della guerra in Iraq. Sia le compagnie, sia i fondi e gli speculatori hanno continuato a coprire posizioni lunghe nell'anticipazione che gli *stock* di greggio detenuti negli Stati Uniti, ai minimi dal 1975, sarebbero diminuiti ulteriormente. La produzione di greggio OPEC a gennaio è stata di 28,1 milioni di barili/giorno, ovvero con un surplus di 1,5 milioni di barili/giorno (incluso l'Iraq con circa 2 milioni di barili/giorno) rispetto alle quote di 24,5 milioni di barili/giorno (escluso l'Iraq) concordate al vertice del 24 dicembre. Al vertice di Algeri del 10 febbraio si è deciso di eliminare subito tale sovrapproduzione e di tagliare le quote produttive di un milione di barili/giorno, a partire dall'1 aprile. Secondo l'OPEC i mercati erano ben riforniti e i prezzi rimanevano alti per via del basso livello degli *stock* commerciali negli Stati Uniti, della speculazione e delle persistenti tensioni internazionali. Il calo atteso nel secondo trimestre del 2004 era di circa 3 milioni di barili/giorno. Se l'Iraq fosse riuscito a mantenere una produzione attorno a 2 milioni di barili/giorno, i restanti paesi OPEC sarebbero stati costretti a ridurre la produzione a 23-24 milioni di barili/giorno, al fine di mantenere i prezzi nella "forchetta" di riferimento. Sottostante la decisione dell'OPEC è stata anche la debolezza del dollaro, che stava erodendo le entrate dei paesi membri e la cui continuazione nel corso del 2004 sembrava essere confermata dalle incertezze del G-7 di fine gennaio.

A seguito della ripresa economica, le previsioni indicavano una crescita della domanda di energia a ritmi sostenuti, seppure inferiori a quelli verificati nel 2003. All'inizio dell'anno l'AIE rivedeva al rialzo le previsioni per il 2004, con una stima di 79,63 milioni di barili/giorno come media per l'anno con il consueto andamento trimestrale: prossimo al valore medio nel primo e terzo trimestre (rispettivamente 79,98 e 79,20 milioni di barili/giorno); con minimo e massimo nel secondo e quarto trimestre (rispettivamente 77,44 e 81,89 milioni di barili/giorno). Tali previsioni non si discostavano apprezzabilmente da quelle

dell'OPEC, secondo le quali la domanda complessiva si sarebbe attestata su un valore medio di 79,83 milioni di barili/giorno.

Il previsto aumento dell'offerta non OPEC (soprattutto di petrolio russo) e l'auspicabile incremento della produzione irachena spingevano molti osservatori a ipotizzare un calo del prezzo del Brent a livelli prossimi a 25 $/barile, come media del 2004. Altri tuttavia osservano come le incertezze relative alla ripresa dell'industria petrolifera irachena, le persistenti tensioni politiche, il terrorismo internazionale, la crescita della domanda asiatica e il basso livello delle scorte degli Stati Uniti avrebbero limitato eventuali ribassi, con prezzi probabilmente non inferiori a 28 $/barile.

Le previsioni pubblicate dall'AIE in gennaio indicavano un surplus di produzione pari a 0,7 milioni di barili/giorno nel primo trimestre del 2004, che cresceva a 1,7 milioni di barili/giorno nel secondo trimestre, con il forte rischio, quindi, di un crollo dei prezzi. L'AIE evidenziava che una continuazione dell'impetuosa crescita della domanda cinese anche nel 2004 avrebbe potuto ridurre questo divario e che, tuttavia, rimaneva l'incognita della produzione irachena un cui sostanziale aumento avrebbe creato forti pressioni sul cartello OPEC a effettuare ulteriori tagli per sostenere i prezzi. In questo quadro appariva determinante la capacità dei paesi OPEC di rispettare le quote concordate. Secondo alcuni osservatori, la maggior parte dei paesi OPEC continuava a non aderire alle quote anche perché la sovrapproduzione pareva non influenzare i prezzi, quanto l'effetto psicologico degli annunci dei tagli. In tali condizioni gli operatori trovavano più conveniente ridurre le scorte che avevano oramai raggiunto i livelli minimi dagli anni Settanta.

In ogni caso, la crescita del prezzo del greggio alla fine del 2003 si è rivelata essere solo l'inizio di una scalata che ha poi portato a quotazioni che già nei mesi di marzo e aprile superavano i valori massimi verificati nel 2003 appena prima della guerra in Iraq, avvicinandosi a quelli verificati in concomitanza con la Guerra del Golfo. La tensione sui mercati veniva aggravata dalla crescita della domanda soprattutto negli Stati Uniti, in Cina e in altri paesi asiatici. Le ultime previsioni dell'AIE, elaborate alla fine di aprile, indicavano un sostanziale ulteriore incremento nella domanda mondiale di petrolio a 80,6 milioni di barili/giorno come media del 2004, un incremento dell'1,3 per cento rispetto alle previsioni pubblicate all'inizio dell'anno.

È tuttavia difficile attribuire l'*escalation* del prezzo del greggio nei primi mesi del 2004 ai soli fondamentali del mercato. Infatti, se la maggior parte dei paesi OPEC ha già raggiunto la massima capacità produttiva disponibile a breve termine, l'Arabia Saudita e probabilmente il Kuwait e gli Emirati Arabi possono insieme incrementare l'offerta di almeno 2 milioni di barili/giorno in poco più di un mese. Appare sempre più chiaro che l'insistente aumento dei prezzi deve at-

tribuirsi alla concomitanza di più fattori contingenti tra cui il premio dovuto al rischio Iraq e il ruolo della speculazione a sfruttare il contesto favorevole mantenendo posizioni lunghe.

Gas naturale

Nel 2003 il prezzo del gas si è spiccatamente differenziato tra i principali mercati regionali. Il valore medio dei prezzi alla frontiera dei paesi europei (escluso il Regno Unito), calcolato come media annuale dei valori medi mensili, può stimarsi in 3,9 $/MBtu. Il prezzo medio al *Balancing Point* del Regno Unito è stato di 3,6 $/MBtu. Molto più alti i prezzi verificati mediamente nel corso del 2003 in Giappone e negli Stati Uniti pari, rispettivamente, a 4,4 e 5,4 $/MBtu.

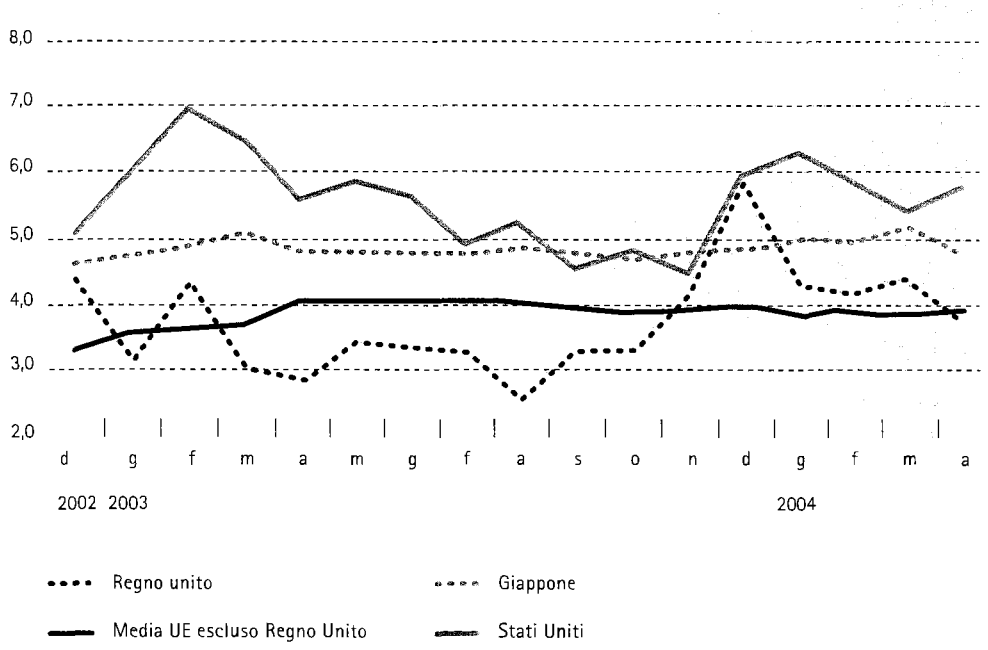
Si è anche molto diversificato tra le varie aree l'andamento mensile (Fig. 1.2), evidenziando le differenti logiche di formazione del prezzo. Dati i meccanismi di indicizzazione con le fonti sostitutive nei contratti di importazione, i prezzi alla frontiera dei paesi dell'Europa continentale hanno riflesso inevitabilmente l'andamento del prezzo del petrolio, seppure molto smussato e con un relativo ritardo, per la natura stessa dell'indicizzazione. Da un valore minimo di circa 3,6 $/MBtu in gennaio, il prezzo mediato sui principali contratti di importazione europei è aumentato fino a un massimo di 4,1 $/MBtu tra aprile e giugno, per poi scendere a 4 $/MBtu verso la fine dell'anno.

Si distingue, come negli anni passati, il prezzo del gas al *Balancing Point* del Regno Unito i cui valori medi mensili, in linea con il forte grado di concorrenza presente in questo paese, riflettono più che altro il rapporto tra domanda e offerta, determinato soprattutto dalle temperature. Tra marzo e settembre ha oscillato in un intervallo attorno a 3,2 $/MBtu, con un valore minimo di circa 2,7 $/MBtu in agosto. Il prezzo di picco medio mensile si è registrato nel mese di dicembre a 5,8 $/MBtu. È significativo, tuttavia, che a parte questo mese il prezzo medio si sia mantenuto sempre inferiore a 4,5 $/MBtu, anche con riferimento agli ultimi mesi del precedente inverno, caratterizzato da un clima relativamente mite. Nel 2003 non si è manifestata alcuna significativa correlazione con l'andamento del prezzo del petrolio, come talvolta era accaduto negli anni passati, per via del collegamento con il mercato continentale attraverso l'*Interconnector*.

Negli Stati Uniti il prezzo del gas all'*Henry Hub* si è mosso in modo sostanzialmente correlato con le temperature ed essenzialmente sganciato dall'andamento del mercato petrolifero internazionale. Il valore massimo mensile è stato di 7,5 $/MBtu, raggiunto nel mese di febbraio, dopodiché il prezzo ha evidenziato un calo tendenziale fino a toccare valori minimi inferiori compresi tra 4,5 e 5,5 $/MBtu tra settembre e novembre.

FIG. 1.2 **PREZZI INTERNAZIONALI DEL GAS NATURALE**

$/Mbtu; valori a fine mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence.

Infine il prezzo medio del GNL, riferito al terminale giapponese di Sodegaura, è rimasto praticamente costante nel corso del 2003, oscillando di non più di 0,2-0,3 $/MBtu attorno al valore medio annuo di 4,4 $/MBtu.

Il mercato americano merita una considerazione a parte per via dei suoi potenziali riflessi in una prospettiva di medio termine sul mercato del GNL. Negli ultimi anni il forte aumento della domanda, indotta dall'utilizzo nel settore della generazione elettrica, e crescenti limiti alla produzione di gas naturale, sia nella disponibilità delle riserve sia di tipo ambientale, hanno spinto i prezzi a livelli eccezionali, mediamente fino al doppio di quelli tipici della fine degli anni Novanta. Date le difficoltà causate da ulteriori forti aumenti delle importazioni dal Canada, un equilibrio tra domanda e offerta a prezzi più normali e accettabili potrà essere garantito solo attraverso le importazioni di GNL, che si prevede possa coprire fino al 25-30 per cento dei fabbisogni, all'orizzonte del 2020. Un tale incremento avrebbe inevitabili conseguenze per i flussi di trasporto e per l'evoluzione dei prezzi nei molteplici *hub* nordamericani. Il crescente ruolo del GNL è favorito anche dalla riduzione dei costi di questa forma di trasporto, calati del 30 per cento circa negli ultimi 6-7 anni.

Numerosi progetti di nuovi terminali di rigassificazione sono in fase di studio e costruzione. In prospettiva, la forte domanda di GNL prevista negli Stati Uniti non può che influenzare in modo determinante i flussi internazionali, contribuendo probabilmente alla creazione di un futuro mercato globale di questa fonte, oltre che alla riduzione dell'eccesso di offerta in Europa nel corso del decennio. Nel 2003 la differenza di prezzo è stata talmente forte (mediamente circa 1,5 $/MBtu) che un terzo dei carichi di GNL diretti in Spagna è stato dirottato sull'altro lato dell'Atlantico.

Carbone

A partire dal mese di maggio 2003, il mercato internazionale del carbone è stato caratterizzato da un sensibile *trend* rialzista, soprattutto nel mercato *spot cif* ARA (Amsterdam - Rotterdam - Antwerp). Tali aumenti sono continuati anche nei primi mesi del 2004. Il prezzo *cif* ARA, che è quello che più interessa i paesi europei, da un valore attorno a 37 $/t nel giugno 2003 ha superato i 55 $/t in ottobre, toccando 70 $/t nei primi mesi del 2004. Tuttavia, i forti aumenti rilevati non hanno in genere inciso significativamente sulla competitività del carbone rispetto alle altre fonti fossili.

L'andamento dei prezzi, del tutto inatteso, viene generalmente attribuito alla fase di transizione in cui si trova il mercato: da una lato è in atto un processo di concentrazione e maggiore controllo dell'offerta; dall'altro, la domanda di carbone sui mercati internazionali è in forte crescita soprattutto con destinazione verso l'Unione europea. Sul rialzo dei prezzi ha anche influito il forte aumento dei noli, che ha raggiunto livelli prossimi a quelli degli anni Ottanta.

RAPPORTI CON I PAESI PRODUTTORI

Le criticità internazionali

Uno dei fattori che più ha influito sulle strategie dei paesi produttori nel corso del 2003 è stato lo squilibrio finanziario internazionale, di cui l'espressione più concreta è la svalutazione del dollaro. La discesa del valore del dollaro rispetto alle principali valute internazionali è strettamente legata sia al crescente deficit di bilancio degli Stati Uniti, sia agli squilibri commerciali di questo paese. L'enorme dimensione del deficit (circa 375 miliardi di dollari nel 2003 che è probabile saliranno a oltre 500 nel 2004, secondo le previsioni del Fondo monetario internazionale) e le obbligazioni finanziarie degli Stati Uniti verso il

resto del mondo, valutabili in circa il 40 per cento del PIL, hanno evidenti implicazioni per la stabilità finanziaria dell'economia mondiale. La svalutazione del dollaro fa parte della politica di rilancio dell'economia degli Stati Uniti necessaria per invertire queste tendenze.

Il calo nel rapporto di cambio si riflette direttamente sulle entrate e le capacità di spesa dei paesi produttori con grosse esposizioni in valute diverse dal dollaro; esso è stato uno dei principali fattori alla base delle decisioni sui tagli alla produzione dell'OPEC, a partire dall'estate 2003. A questo riguardo è stata ventilata da più parti, quale soluzione del problema, l'ipotesi di sganciare l'acquisto di greggio e di prodotti petroliferi dal dollaro, considerando anche che, dopo l'allargamento a Est, l'Unione europea è divenuto il maggior partner commerciale dell'OPEC, rappresentando oltre il 50 per cento delle importazioni di questi paesi, pagate in euro. Un tale sviluppo, peraltro tecnicamente complesso, potrebbe comunque avere ripercussioni negative sull'economia mondiale, se attuato in tempi troppo rapidi. Infatti, l'euro oggi pesa per il 15 per cento sulle riserve internazionali, rispetto al 65 per cento del dollaro. La quotazione in euro delle sole importazioni di greggio dei paesi dell'Unione europea porterebbe sia a un calo della richiesta di dollari sui mercati valutari nell'ordine di 180 miliardi di dollari, sia a conseguenti ulteriori rivalutazioni dell'euro rispetto al dollaro con impatti negativi sulle esportazioni dell'Unione europea e riflessi ancora più pesanti per la bilancia commerciale degli Stati Uniti.

Le criticità dei paesi membri dell'OPEC

La maggior parte dei paesi produttori dipende largamente dalla vendita di idrocarburi per lo sviluppo economico. Anche l'economia della Federazione Russa, paese estesamente industrializzato, dipende (secondo le più recenti valutazioni della Banca mondiale) per il 25 per cento dalle esportazioni di petrolio e gas. Ma la situazione è evidentemente molto più critica per la maggior parte dei paesi dell'OPEC, per i quali le esportazioni di petrolio rappresentano spesso oltre il 70 per cento delle entrate in valuta.

Una misura della criticità per i paesi OPEC è data dai proventi pro capite delle esportazioni di greggio, stimate in meno di 400 dollari nel 2003, cifra notevolmente diminuita rispetto ai valori di 1 500-2 000 dollari registrati nella prima metà degli anni Ottanta, sia per la forte crescita della popolazione, sia per l'abbassamento del prezzo del petrolio. Il calo della valuta americana ha contribuito ad aggravare la situazione in termini di potere di acquisto sui mercati internazionali. È pertanto comprensibile lo stimolo della maggior parte dei paesi OPEC a mantenere i prezzi del petrolio ai livelli più elevati possibili, ben oltre l'originaria forchetta di 22-28 $/barile.

Con il fine di aumentare le loro entrate, molti dei paesi OPEC premono per un

rialzo delle quote di produzione di greggio; nel breve termine, però, tale possibilità è limitata dall'esistenza di un *trade off* assai stretto tra quantità e prezzo, oltre che dalla concorrenza degli altri paesi produttori, soprattutto quando i prezzi sono elevati.

Le regole di ripartizione della produzione del cartello OPEC attualmente in vigore sono state fissate nel 1999. I parametri che più di tutti governano i tetti produttivi sono in genere di natura tangibile: le riserve, la capacità produttiva, la produzione storica, i consumi interni, la popolazione, le attuali quote produttive. Ma fondamentali sono anche altri fattori di natura politica e istituzionale che hanno talvolta determinato un notevole calo delle quote rispetto ai valori storici. Emblematico è il caso dell'Iran, al secondo posto per riserve di gas naturale e al quinto per le riserve di petrolio. Con una popolazione in rapida crescita, il paese ha bisogno di sfruttare al massimo le sue risorse fossili per lo sviluppo economico. Prima della rivoluzione khomeinista, il paese produceva 7 milioni di barili/giorno di cui 5 esportati, mentre questi valori sono oggi praticamente dimezzati (rispettivamente, 3,8 e 2,5 milioni di barili/giorno come media del 2003). Analogamente, l'abbandono della Libia da parte delle compagnie americane, a seguito dell'*Iran Libya Sanctions Act*, ha praticamente congelato la produzione di questo paese a 1,5 milioni di barili/giorno per quasi due decenni, rispetto alla produzione di 3 milioni di barili/giorno raggiunta nel 1970.

È quindi molto probabile che la produzione continuerà a salire nel medio termine in quasi tutti i paesi membri dell'OPEC. L'Iran ha oramai superato il livello produttivo di 4 milioni di barili/giorno e intende aumentare tale capacità fino a oltre 5 milioni di barili/giorno entro 5 anni. L'Algeria ha recentemente mantenuto un livello produttivo quasi doppio rispetto alla quota e difficilmente potrà rispettare gli accordi senza provocare un impatto negativo sulla sua economia. La Nigeria ha diversi giacimenti pronti per entrare in produzione, che aumenterebbero la capacità produttiva di greggio dall'attuale quota di 2,2 milioni di barili/giorno a 3 milioni di barili/giorno entro il 2004, fino ad arrivare a 3,5 milioni di barili/giorno entro il 2006. Con la fine delle sanzioni anche la Libia accrescerà la sua capacità produttiva di almeno un milione di barili/giorno, così come l'Iraq che, una volta pacificato, potrebbe raggiungere una produzione di 3,5 milioni di barili/giorno in poco più di un anno. Perfino gli Emirati Arabi, il Kuwait e il Qatar, paesi caratterizzati da una popolazione relativamente bassa e da elevati introiti pro capite da petrolio, mirano a innalzare la loro capacità produttiva.

Pertanto, è prevedibile che il mantenimento di un equilibrio tra domanda e offerta a prezzi ragionevolmente elevati, richiederà un maggiore sforzo di coordinamento e, come nel passato, una riduzione dei principali produttori *swing* (Arabia Saudita, Kuwait ed Emirati Arabi). Per il medio e il più lungo termine, il

raggiungimento degli obiettivi di produzione di idrocarburi, essenziale per fare fronte alla crescente domanda mondiale, necessita di ingenti investimenti in esplorazione e sviluppo. Esso richiede inoltre la costruzione di oleodotti e gasdotti per l'esportazione, cosa che appare sempre più impraticabile in assenza sia di un opportuno coinvolgimento del capitale e delle tecnologie estere, sia di un rapporto più incentivante per le compagnie internazionali.

La concorrenza degli altri paesi produttori

I prezzi del greggio sono rimasti elevati per un lasso di tempo abbastanza lungo da convincere le compagnie internazionali a investire in nuovi campi e aumentare la produzione. Ciò si desume soprattutto dalle spese per esplorazione e sviluppo sostenute a livello mondiale, che sono aumentate del 10 per cento nel 2003 rispetto al 2002 e, stando ai bilanci preventivi delle compagnie, cresceranno di un ulteriore 4 per cento nel 2004. Inoltre, diverse compagnie, tra cui spiccano BP e Royal Dutch Shell, hanno recentemente rialzato il *benchmark* per gli investimenti in esplorazione e sviluppo dai precedenti 16 $/barile a un prezzo di 20 $/barile riferito al Brent. In prospettiva, svolgono un ruolo fondamentale per la concorrenza al petrolio OPEC sui mercati internazionali sia la Russia sia i paesi del Caucaso.

Nel 2003 la produzione di petrolio russa ha superato quella dell'Arabia Saudita, seppure di poco (8,8 contro 8,6 milioni di barili/giorno). La prima, infatti, è in crescita dal 1994 e non vi sono evidenti motivi per cui non dovrebbe continuare ad aumentare anche nel futuro. Le risorse sono molto ampie (terze per dimensione al mondo), la produzione è in gran parte in mano a società private con obiettivi di profitto e la tecnologia è in costante miglioramento, grazie anche al coinvolgimento di capitali e compagnie estere. Molti osservatori danno per scontato un raddoppio delle riserve provate nel giro di dieci anni e un aumento della produzione a 12 milioni di barili/giorno e oltre. Tra i progetti in fase di discussione, uno dei più rilevanti riguarda la trasformazione della base militare di Murmansk in terminale petrolifero per l'esportazione di greggio verso gli Stati Uniti, così da ridurre il tempo di viaggio del petrolio a 9 giorni, contro gli attuali 25 giorni dal Golfo Persico.

In una prospettiva di prezzi sostenuti, anche il petrolio dei paesi del Caucaso è in grado di competere con il greggio dei produttori OPEC. Per il loro sviluppo è importante l'interesse strategico che gli Stati Uniti avrebbero nel creare una alternativa al petrolio dai paesi del Medio Oriente, come risulta evidente dalla costruzione dell'oleodotto noto come *Caspian Pipeline Consortium* per l'esportazione del petrolio azero attraverso la Turchia. La produzione di idrocarburi dei giacimenti caucasici è tuttavia in diretta concorrenza con quella russa e, almeno nel settore del gas, la Federazione Russa si è mossa con notevole anticipo con il pro-

getto *Blue Stream*, rispetto allo sviluppo del gasdotto dai giacimenti azeri verso l'Europa, ancora in fase di progettazione. Inoltre, lo sviluppo delle risorse in quest'area presenta maggiori rischi e costi elevati per via del clima estremamente severo, delle difficili condizioni operative in giacimenti spesso collocati nel Mar Caspio e dei problemi posti dal mantenimento del delicato equilibrio ambientale.

Il dialogo con l'Unione europea

Il dialogo tra la Commissione europea e i paesi produttori riguarda prioritariamente la Federazione Russa e i paesi del bacino del Mediterraneo e verte soprattutto su due aspetti che si ritengono rilevanti nel presente contesto: la promozione della concorrenza nel settore del gas e le interconnessioni per il trasporto dell'energia elettrica e del gas.

Nell'ottobre del 2003, a seguito di persistenti sforzi della Commissione europea, è stato raggiunto un importante accordo con Gazprom per la rimozione delle clausole restrittive nei contratti di approvvigionamento di gas da parte di Eni S.p.A., che precedentemente limitavano la vendita al territorio italiano e ne definivano la ripartizione tra le varie categorie di consumatori. Come contropartita, l'accordo prevede la possibilità per Gazprom di effettuare vendite dirette a clienti finali in Italia, possibilità peraltro già prevista nell'ambito del decreto legislativo 16 marzo 2000, n. 164, con cui l'Italia ha liberalizzato il settore del gas. Si tratta di vedere in che misura analoghi accordi possano valere anche per la fornitura di gas russo ad altri paesi dell'Unione europea.

La Nigeria è stato il primo paese ad accettare, nel 2001, di eliminare le clausole di destinazione nei contratti di vendita verso paesi europei. Ma nel suo caso l'accordo era stato facilitato dal fatto che essa esporta il gas esclusivamente sotto forma di GNL, pertanto con maggiore flessibilità rispetto a paesi le cui esportazioni dipendono da collegamenti fissi con metanodotti. Inoltre, nel 2002 l'abolizione del GFU norvegese (il comitato di negoziazione sul gas tramite il quale i produttori norvegesi di gas effettuavano vendite collettive), ottenuta sempre su richiesta della Commissione europea, di fatto svincolava la vendita di gas naturale a favore delle compagnie e pertanto contestualmente eliminava le clausole restrittive della concorrenza.

Tra i principali fornitori di gas naturale all'Unione europea, solo l'Algeria continua a insistere sul mantenimento delle clausole di destinazione. Allo stato attuale delle trattative questo paese sarebbe disposto a eliminarle solo nell'ipotesi di un "giusto equilibrio" tra compratore e venditore, ottenuto mediante l'introduzione di meccanismi di condivisione con l'azienda importatrice dei benefici economici della vendita di gas su mercati diversi da quelli inizialmente previsti.

Se un accordo con la Federazione Russa è stato trovato per la vendita di gas sul mercato europeo, non altrettanto semplice sembra il raggiungimento di un'in-

tesa per l'aumento del prezzo di vendita del gas sul mercato interno russo, attualmente così basso da impattare negativamente sulla competitività dei prodotti europei. Emblematico è il caso dell'industria dei fertilizzanti per la quale il gas rappresenta attorno al 60 per cento del costo di produzione nei paesi dell'Unione europea. I sussidi impliciti alla produzione di fertilizzanti nelle fabbriche russe, ottenuti attraverso bassissimi prezzi del gas, hanno già portato alla chiusura di diversi impianti nell'Unione europea. Allo stato attuale, i consumatori dell'Unione europea di fatto finanziano il consumo di gas nella Federazione Russa, dove invece l'aumento del prezzo del gas a livelli internazionali incentiverebbe l'efficienza energetica del paese e permetterebbe un ragionevole riequilibrio tra i prezzi interni e quelli praticati all'esportazione.

La questione costituisce uno dei punti centrali dei negoziati per l'ammissione della Federazione Russa all'Organizzazione mondiale per il commercio, a loro volta collegati con la ratifica da parte russa del Protocollo di Kyoto. La Federazione Russa è consapevole della necessità di rialzare i prezzi, ma, per evitare il collasso dell'economia, gli aggiustamenti indispensabili non possono essere messi in atto in tempi brevi. Non si tratta solo dell'impatto sul settore manifatturiero, ma anche di quello sui settori domestico e sociale per via dei rilevanti consumi connessi al riscaldamento invernale, che le famiglie non sarebbero in grado di pagare.

Se l'Algeria è attualmente restia a rinunciare alle clausole di destinazione, che le assicurano una parte dei guadagni della commercializzazione del gas nell'Unione europea, è invece uno dei paesi più attivi nell'ambito del dialogo euro-mediterraneo. Gli interessi industriali in gioco riguardano soprattutto lo sviluppo delle ingenti risorse di gas del paese sia per l'esportazione tal quale, sia per la generazione di elettricità destinata all'esportazione verso i paesi dell'Unione europea. L'Algeria è infatti coinvolta nella maggior parte dei progetti di sviluppo delle infrastrutture di trasporto dell'energia verso l'Italia e la Spagna e di interconnessione con gli altri paesi del Nord Africa, identificati come prioritari nell'ambito degli accordi ministeriali degli ultimi vertici euro-mediterranei.

Tra i progetti infrastrutturali assecondati dall'Unione europea, oltre a quelli di interconnessione dell'area mediterranea, particolare importanza ha il gasdotto trans-Baltico che assicurerebbe la fornitura di 20-40 miliardi di m^3 di gas russo ai paesi del Mar Baltico e all'Europa continentale, giungendo fino al Regno Unito.

CONCLUSIONI DEL WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION

Dal 5 al 9 ottobre 2003, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha ospitato la seconda edizione del *World Forum on Energy Regulation*, il principale convegno mondiale sulla regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Il *World Forum* si è svolto a Roma, presso l'Auditorium della musica.

Obiettivo del *World Forum* è stato quello di analizzare gli sviluppi globali e regionali più recenti riguardo alla regolazione e alla liberalizzazione dei mercati dell'energia. In particolare, gli argomenti discussi hanno riguardato la liberalizzazione, la concorrenza e la regolazione nei mercati dell'energia, la sicurezza energetica e gli investimenti, lo sviluppo delle infrastrutture, le scelte e le garanzie per utenti e consumatori.

Il reciproco scambio di informazioni tra i delegati del convegno ha anche stimolato una maggiore collaborazione internazionale. Il *World Forum* si è così caratterizzato come un importante contributo dell'Autorità per lo sviluppo della regolazione sovranazionale durante il semestre di presidenza italiana dell'Unione europea.

Dopo il 1° *World Forum on Energy Regulation*, svoltosi a Montreal (Canada) nel maggio dell'anno 2000, molti sono stati gli eventi di rilievo che hanno interessato i mercati internazionali dell'energia. Tra questi: i *blackout* e i distacchi programmati che hanno afflitto gli USA, l'Italia e molti altri paesi, la recessione economica che ha influito nei processi di privatizzazione e liberalizzazione, il collasso della Enron e di molte altre imprese del settore, l'accelerazione nella convergenza tra i mercati dell'energia elettrica e del gas, la nascita di nuove associazioni di regolatori dell'energia e di altri *market player*, il crescente fabbisogno di investimenti per l'energia sia nei mercati emergenti sia nei paesi in via di sviluppo, la costituzione di nuovi mercati regionali (in particolare nell'Unione europea, ove tutti i consumatori saranno liberi di scegliersi il fornitore di elettricità a partire dell'1 luglio 2007).

È proprio in relazione alla rapida evoluzione dei mercati, che i regolatori dell'energia hanno deciso che il *World Forum* dovesse divenire un'occasione d'incontro ricorrente, da tenersi con cadenza triennale, ogni volta in diverse regioni del mondo.

La partecipazione

Al *World Forum*, aperto il 6 ottobre alla presenza del Presidente della Repubblica Carlo Azeglio Ciampi, sono intervenuti oltre 900 partecipanti provenienti da quasi 90 paesi di tutti i continenti.

Hanno partecipato i rappresentanti di oltre 80 Autorità di regolazione dell'energia, rappresentanti governativi e politici, alti dirigenti dell'industria e delle reti

di trasmissione, manager degli istituti finanziari e delle agenzie di sviluppo, consulenti di direzione e accademici, associazioni dei consumatori e degli ambientalisti.

I relatori sono stati oltre 130.

Circa 50 giornalisti specializzati hanno presenziato ai lavori scientifici e alle conferenze stampa, assicurando con il loro lavoro una straordinaria visibilità del *World Forum* sui media di massa e su quelli specializzati (TV, radio, stampa), sia in Italia sia all'estero.

Il programma scientifico

Le 27 sessioni di lavoro si sono svolte nell'arco di tre giorni, ognuno dei quali era dedicato a un tema specifico: il 6 ottobre alla "Regolazione dell'energia e riforma del mercato per assicurare sviluppo economico ed equità sociale", il 7 ottobre all'"Integrazione del mercato dell'energia, sicurezza degli approvvigionamenti e sviluppo delle infrastrutture", l'8 ottobre all'"Indipendenza regolatoria, diritti dei consumatori e sviluppo sostenibile". Particolare attenzione è stata rivolta all'esame degli episodi di *blackout* e dei distacchi programmati che si sono manifestati nei tempi più recenti in numerosi paesi. A tale scopo è stato anche organizzato uno *Special event on blackouts* riservato alla stampa internazionale.

Le Linee guida della regolazione e della pratica regolatoria

Durante il *World Forum*, è stata accolta con ampio favore l'iniziativa intrapresa dagli organizzatori di pubblicare le *Linee Guida per la regolazione dell'energia.* Il documento pubblicato in chiusura dei lavori intende stimolare il dibattito internazionale nei tempi a seguire, sopratutto nei paesi emergenti, al fine di accrescere la legittimità e la credibilità del processo di privatizzazione e di regolazione del mercato dell'energia in tutto il mondo.

Le *Linee guida*, che sono state elaborate in forma di bozza, si riferiscono a 10 punti fondamentali della pratica regolatoria: l'indipendenza del regolatore, il numero minimo di funzioni a esso attribuite, la dovuta imparzialità, la giurisdizione sulle controversie, gli aspetti etici, la trasparenza delle procedure, la prevedibilità delle azioni, i ricorsi sull'operato dei regolatori, la valutazione dell'azione regolatoria, l'osservazione degli obblighi di servizio pubblico e degli indirizzi politici.

Contenuti e conclusioni del World Forum

Al *World Forum* si sono dibattuti numerosi temi tra cui, in particolare: i recenti disservizi elettrici negli Stati Uniti, in Italia e in altri paesi; la recessione e i suoi impatti sui processi di liberalizzazione e privatizzazione; il collasso della Enron e di altre imprese energetiche; la convergenza crescente dei mercati elet-

trici e del gas; lo sviluppo dei regolatori e delle loro associazioni; lo sviluppo dei mercati regionali; la necessità di nuovi investimenti nei mercati emergenti e nei paesi in via di sviluppo. Sono emersi sia la notevole somiglianza dei problemi affrontati dai regolatori di paesi diversi in materia di liberalizzazione dei mercati energetici, sia i notevoli benefici derivanti dallo scambio di esperienze, tanto per i paesi sviluppati quanto, a maggior ragione, per quelli in via di sviluppo, per i quali i problemi di ristrutturazione sono ancora più complessi. Tra questi ultimi primeggia l'elettrificazione rurale: secondo stime dell'AIE, circa 1,6 miliardi di individui nei paesi in via di sviluppo sono totalmente privi di energia elettrica.

I partecipanti al *World Forum* hanno concordato che lo sviluppo della concorrenza e degli strumenti a essa orientati dipende in larga misura dalle circostanze particolari di ogni mercato, dalle sue dimensioni, dalla sua storia, dal sistema economico e dalle istituzioni politiche. Nondimeno i partecipanti al *World Forum*, e in particolare i regolatori dell'energia e le loro associazioni, si sono trovati largamente d'accordo sulla necessità di un lavoro comune nei seguenti campi:

- realizzare politiche di regolazione dell'energia specifiche per paese e regione;
- assicurare l'indipendenza del regolatore, in modo che, insieme con le politiche governative e gli obblighi di servizio pubblico, promuova la concorrenza guidando le forze del mercato;
- promuovere gli investimenti, migliorare il coordinamento tra i principali attori del mercato, e definirne le responsabilità in modo da prevenire le interruzioni del servizio e le altre emergenze;
- sincronizzare le riforme del mercato e la separazione delle imprese integrate, in modo da evitare discriminazioni tra gli operatori esistenti e i nuovi entranti;
- identificare metodi efficaci di regolamentazione e monitoraggio dei mercati all'ingrosso e dei nodi di interscambio del gas, in modo da limitare il potere di mercato, rendere efficienti i prezzi e gestire i rischi finanziari;
- rafforzare la cooperazione tra regolatori del settore energetico, della concorrenza e delle attività finanziarie;
- stabilire e sviluppare approcci dinamici e armonici alla integrazione dei mercati regionali attraverso la definizione delle regole di governo dei mercati e la regolazione dell'accesso alle reti, del commercio transfrontaliero e dei transiti internazionali, in modo da assicurare un'espansione coordinata delle reti di trasmissione e delle interconnessioni;
- controllare l'organizzazione dei mercati al dettaglio in modo da dare ai consumatori l'accesso all'energia, con una vera possibilità di scelta e qualità dell'offerta, con particolare attenzione alle necessità dei consumatori a

basso reddito e di quelli isolati;

- assicurare un uso finale efficiente dell'energia in linea con gli obiettivi di servizio pubblico e con le altre politiche governative;
- adottare e sviluppare incentivi e meccanismi basati su criteri di mercato, inclusi i certificati trattabili, allo scopo di ridurre l'impatto ambientale dei sistemi energetici, stimolare il progresso tecnologico e il ricorso alle fonti rinnovabili;
- assistere e sostenere la costruzione di istituzioni nuove e indipendenti per la regolazione dell'energia nelle economie emergenti e nei paesi in via di sviluppo, in modo da facilitare gli investimenti e i processi di privatizzazione, e in ultima analisi assicurare la fornitura di servizi energetici a prezzi allineati ai costi su scala mondiale, in accordo con il principio dello sviluppo sostenibile;
- confrontare e valutare le istituzioni incaricate della regolazione e i loro risultati.

2. QUADRO EUROPEO

APPROVVIGIONAMENTO E CONSUMI DI ENERGIA NEI PAESI MEMBRI NEL 2003

Come l'anno precedente, anche il 2003 è stato caratterizzato da una crescita del PIL abbastanza contenuta in tutti i 15 paesi membri dell'Unione europea, seppure con andamenti differenziati in ognuno di essi; alcuni hanno infatti registrato un incremento superiore al 2 per cento, altri prossimo a zero, quando non negativo. Dopo il forte aumento messo a segno nel 2000 (3,4 per cento), nei tre anni successivi l'Unione europea ha manifestato tassi di crescita in rallentamento: 1,7 per cento nel 2001; 1,1 per cento nel 2002; 0,7 per cento nel 2003. Tale tendenza si è tradotta in una dinamica dei fabbisogni di energia con andamento alterno, difficile da interpretare in quanto influenzata più dall'evoluzione del clima, dai prezzi, dalla sostituzione tra le fonti e dalle scorte che non dallo sviluppo dell'economia. Contribuisce alla variabilità anche lo sfasamento della congiuntura economica nei singoli paesi con caratteristiche diverse dei fabbisogni.

Per l'Unione europea nel suo insieme, la forte crescita dell'economia che ha caratterizzato il 2000 è stata accompagnata da una relativamente bassa crescita dei consumi di energia primaria (1 per cento); l'anno successivo i consumi di energia sono cresciuti a un tasso alquanto superiore a quello del PIL (2,2 contro 1,7 per cento); nel 2002 a fronte di un incremento dell'economia dell'1,1 per cento, i consumi sono addirittura calati dello 0,5 per cento; infine, nel 2003 si è registrata una crescita sostenuta dei consumi (1,9 per cento) senza apparente legame con l'aumento molto contenuto del PIL (0,7 per cento). Una analoga discontinuità si riscontra anche per i consumi di energia negli usi finali. Infatti, in quest'ambito, solo l'energia elettrica mostra uno sviluppo regolare, seppure con intensità variabile di anno in anno.

È soltanto in un'ottica di lungo periodo che si possono dedurre indicazioni significative sull'evoluzione del sistema energetico. Infatti, come evidenziato dalla figura 2.1, il rapporto tra consumi primari e PIL, calcolato per l'anno 2003, non si discosta significativamente dall'andamento calante di lungo periodo e il leggero aumento rispetto all'anno precedente è in buona parte ascrivibile alle condizioni climatiche estreme che hanno caratterizzato sia l'inverno sia l'estate. Il calo nel corrispondente rapporto per l'energia finale evidenzia il collegamento tra tale rialzo e il settore della trasformazione primaria, specificatamente della generazione elettrica. La figura rileva anche la sostanziale stabilità dell'intensità elettrica del PIL a livello europeo, che tuttavia nasconde andamenti decrescenti in alcuni paesi e crescenti in altri.

All'aumento dei consumi primari interni hanno contribuito soprattutto le fonti rinnovabili e il gas naturale (con una crescita, rispettivamente, del 6,3 e del 5,9 per cento) seguite a distanza dal carbone (1,6 per cento). Tuttavia, il confronto

non è molto indicativo considerando il calo registrato nel 2002 dei consumi di tutte le fonti primarie, a esclusione dell'energia nucleare. Anche nel periodo 2000-2003 le fonti rinnovabili evidenziano una crescita maggiore (3,3 per cento medio annuo), seguite sempre dal gas naturale (2,6 per cento), ma risulta più forte l'incremento del nucleare rispetto al carbone (1,4 contro 0,6 per cento). Un confronto con il periodo 1995-2003 evidenzia una sostanziale stabilità delle dinamiche delle diverse fonti primarie, a esclusione del carbone, i cui consumi, dopo una prolungata fase di contrazione, durata almeno dal 1985, hanno ripreso a crescere nel corso degli ultimi anni, spinti anche dall'elevato prezzo del petrolio.

Nel 2003 il 39 per cento dei consumi interni di energia primaria dell'Unione europea era destinato alla generazione elettrica. Tale quota, oscillante attorno al 36 per cento per oltre un decennio, ha iniziato a crescere nel 1999. L'andamento dell'incidenza dell'*input* per la generazione elettrica nei consumi primari totali è tuttavia molto diverso nei singoli paesi membri. In Francia tale incidenza è aumentata costantemente da circa il 37 per cento verso la metà degli anni Ottanta arrivando a valori attorno al 50 per cento nei primi anni del 2000. In Italia è praticamente costante, attorno al 28 per cento, da oltre un decennio. In Svezia si è mantenuta attorno al 55 per cento a partire dai primi anni Novanta per poi calare negli ultimi anni. Va segnalato il persistente aumento dei consumi primari per la generazione elettrica; anche nel 2002, anno caratterizzato da un calo dei consumi primari complessivi (-0,5 per cento), l'*input* alla generazione elettrica è aumentato del 2,3 per cento.

L'energia nucleare ha rappresentato nel 2003 il 39,3 per cento dell'*input* primario alla generazione elettrica, seguita dal carbone (28 per cento) e dal gas naturale (19 per cento). Le fonti rinnovabili rappresentavano l'8,3 per cento (di cui il 5,7 per cento idroelettrico ed eolico), mentre il petrolio, in continuo calo, si attestava attorno al 5,4 per cento. Tuttavia, la fonte primaria che ha evidenziato la più forte crescita nella generazione elettrica nel 2003 è il gas naturale (7,5 per cento), seguita dal carbone e dall'energia rinnovabile (entrambe con il 5,2 per cento). Tra le fonti rinnovabili va evidenziato il forte incremento della generazione geotermoelettrica e da biomasse (7,5 per cento). Il gas naturale rimane la fonte di gran lunga più dinamica sia nel periodo 2000-2003 (7,5 per cento annuo), sia tra il 1995 e il 2003 (9,3 per cento annuo). Dopo una lunga fase di contrazione, che si è protratta fino al 1999, l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica ha ripreso ad aumentare a un tasso del 2,2 per cento annuo tra il 2000 e il 2003. Una crescita simile (2,1 per cento), in questo periodo, viene evidenziata anche dalle fonti rinnovabili: essa riflette l'andamento negativo dell'energia idroelettrica (-1,4 per cento) soggetta a forte variabilità annua, mentre è risultato molto consistente l'incremento della generazione geotermoelettrica e da biomasse (7,7 per cento).

Il contributo della produzione interna agli approvvigionamenti totali (produzione più importazioni) ha continuato il suo *trend* decrescente, rimanendo sotto il 50 per cento per il terzo anno consecutivo. Il più forte calo nel 2003 viene evidenziato dal petrolio (-6,7 per cento), seguito dal carbone e dal gas naturale. Tuttavia, mentre per il carbone e il petrolio il calo ricalca l'andamento di lungo periodo (rispettivamente -4,4 per cento e -1,7 per cento medio annuo dal 1995), per il gas naturale esso riflette soprattutto la contrazione della produzione inglese dopo il 2000. Aumenti nella produzione interna nel 2003, come per gli anni precedenti, sono evidenti solo per l'energia nucleare e soprattutto per le fonti rinnovabili (7,5 per cento).

Per quanto riguarda le importazioni, il più consistente aumento (7,1 per cento) è evidenziato dal gas naturale, seguito dal petrolio, mentre le importazioni di carbone hanno sofferto una leggera riduzione. Per le importazioni, come per la produzione, l'andamento del 2003 è influenzato dalla dinamica negativa dei consumi nell'anno precedente e dall'utilizzo delle scorte. La riduzione delle importazioni di carbone è anche conseguenza dell'impennata dei prezzi nella seconda metà dell'anno, dato che l'andamento nel più lungo periodo è crescente e più forte del petrolio; infatti, tra il 1995 e il 2003 la crescita media annua delle importazioni ha registrato il 6,2 per cento per il gas naturale, il 2,6 per cento per il carbone e l'1,3 per cento per il petrolio.

Infine, il confronto tra il 2002 e il 2003 indica una relativa stabilità dei consumi finali non elettrici e una crescita significativa (2 per cento) per l'energia elettrica. Risultati analoghi si replicano anche per gli anni più recenti e per il più lungo periodo. Tra il 2000 e il 2003 l'energia elettrica e le altre fonti negli usi finali sono cresciute, rispettivamente, a una media annua dell'1,7 e dello 0,5 per cento; i corrispondenti valori nel periodo 1995-2003 sono 2,2 e 0,7 per cento. Tra gli usi finali non elettrici appare relativamente vivace la crescita del gas naturale, sia nel 2003 sia negli anni precedenti. I derivati del petrolio, consumati soprattutto nei trasporti, hanno un andamento alterno correlato con lo sviluppo dell'economia, mentre il carbone e i derivati evidenziano un rapido calo lungo tutto il periodo.

COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA A LIVELLO EUROPEO

Nella sua relazione al Consiglio dei ministri dell'Unione europea del 25 e 26 marzo 2004, la Commissione europea ha evidenziato innegabili progressi, ma anche significativi ritardi, nell'adattamento del settore energetico alle strategie di rilancio decise al Consiglio di Lisbona del marzo 2000, tradotte in termini concreti nel Libro verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approv-*

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA PER L'UNIONE EUROPEA 1990-2003**

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
PRODUZIONE PRIMARIA (Mtep)	**708,0**	**738,7**	**760,9**	**759,2**	**753,4**	**744,6**
Carbone	210,0	138,1	100,2	99,0	98,2	96,0
Petrolio	117,4	159,5	159,8	148,4	148,8	138,9
Gas	133,0	166,6	190,2	189,8	183,7	180,2
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Rinnovabili:	66,1	73,3	87,7	92,1	91,1	96,8
Idroelettrico ed eolico	*22,3*	*25,3*	*29,5*	*31,3*	*27,4*	*28,3*
Altre rinnovabili	*43,7*	*48,0*	*58,2*	*60,8*	*63,7*	*68,5*
IMPORTAZIONI NETTE (Mtep)	**642,0**	**651,0**	**738,2**	**765,8**	**769,9**	**788,3**
Carbone	88,9	94,5	110,1	119,4	116,4	115,8
Petrolio	458,5	446,4	472,7	494,6	485,8	496,4
Gas	92,2	108,6	151,7	148,9	163,6	175,3
Elettricità	2,3	1,5	3,6	2,9	4,1	0,7
CONSUMI INTERNI (Mtep)	**1 317,4**	**1 362,6**	**1 452,7**	**1 484,1**	**1 476,2**	**1 504,8**
Carbone	301,7	237,9	215,0	216,6	215,2	218,8
Petrolio	543,8	575,2	587,7	598,9	592,0	593,5
Gas	222,0	273,5	335,7	343,7	342,2	362,4
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Elettricità importata	2,3	1,5	3,6	2,9	4,1	0,7
Rinnovabili	66,1	73,3	87,7	92,1	91,1	96,8
INPUT ELETTRICO (Mtep)	**471,6**	**498,3**	**549,3**	**560,3**	**574,4**	**591,7**
Carbone	182,3	161,9	155,6	157,5	157,7	165,9
Petrolio	42,0	43,5	34,2	32,4	33,7	31,6
Gas	36,7	55,1	90,5	91,5	104,7	112,6
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Idroelettrico ed eolico	22,3	25,3	29,5	31,3	27,4	28,3
Biomasse e geotermico	6,8	11,3	16,6	17,8	19,3	20,7
GENERAZIONE ELETTRICA (TWh)	**2 060,8**	**2 327,2**	**2 601,0**	**2 671,4**	**2 659,7**	**2 723,6**
Termoelettrico	1 043,9	1 177,9	1 325,5	1 343,3	1 393,1	1 452,8
Nucleare	720,2	810,3	863,9	891,4	895,2	899,1
Rinnovabili	296,8	339,1	411,5	436,7	371,4	371,7
CONSUMI FINALI (Mtep)	**861,2**	**897,8**	**951,1**	**970,3**	**968,0**	**971,9**
Energia elettrica	155,9	169,3	191,7	196,5	197,6	201,6
Altre fonti:	705,3	728,5	759,3	773,8	770,4	770,3
- Carbone e derivati	*79,9*	*48,5*	*37,4*	*36,3*	*34,3*	*32,9*
- Derivati del petrolio	*395,4*	*417,1*	*435,7*	*445,9*	*441,8*	*438,8*
- Gas naturale	*178,6*	*208,1*	*230,4*	*233,9*	*232,9*	*236,2*

continua

TAV. 2.1 BILANCIO DELL'ENERGIA PER L'UNIONE EUROPEA 1990-2003
(SEGUE)

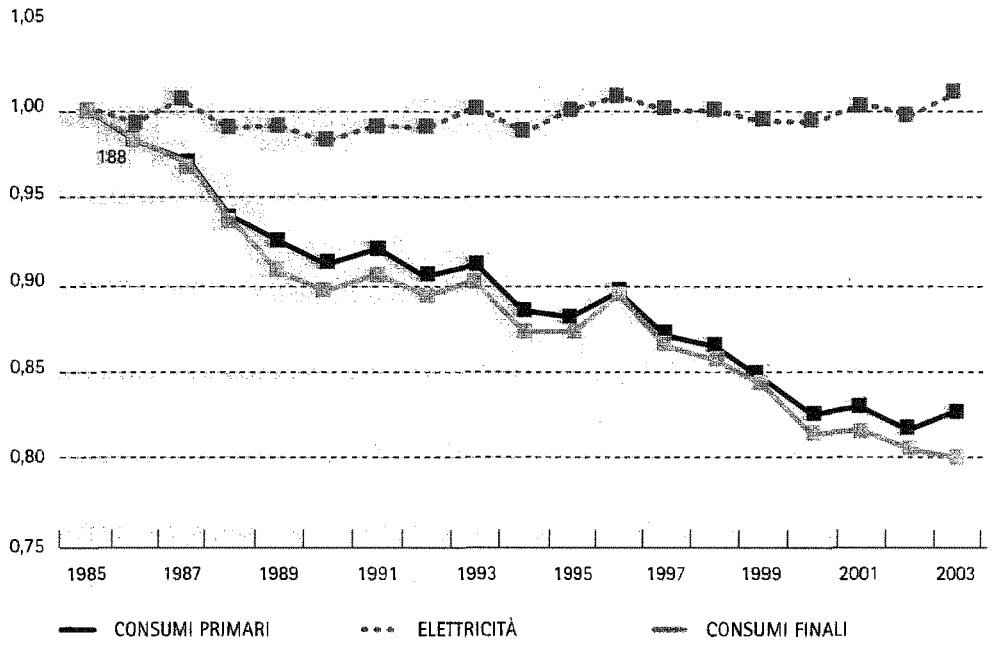
	1990	1995	2000	2001	2002	2003
- Rinnovabili e altre fonti	*51,4*	*54,8*	*55,9*	*57,6*	*61,4*	*62,4*
EMISSIONI GAS SERRA (Mt CO_2)	3 075,0	3 052,0	3 136,2	3 174,5	3 149,9	3 213,0
PIL (miliardi di€)	5 315,0	5 683,2	6 467,6	6 575,9	6 645,0	6 694,1
ENERGIA PRIMARIA/PIL (kep/migl. di€)	247,9	239,8	224,6	225,7	222,1	224,8
ENERGIA FINALE/PIL (kep/migl. di€)	162,0	158,0	147,0	147,6	145,7	145,2
ELETTRICITÀ/PIL (kep/migl. di€)	29,3	29,8	29,6	29,9	29,7	30,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat, AIE ed EIA. Contenuto energetico delle fonti elettriche primarie (energia idroelettrica, geotermica, eolica e nucleare) calcolato in base al consumo specifico della generazione termoelettrica convenzionale nel corrispondente anno.

vigionamento energetico, pubblicato nel novembre dello stesso anno. Nel Libro verde la Commissione europea identificava, oltre al completamento del mercato interno, tre linee prioritarie di politica energetica europea: la sicurezza degli approvvigionamenti; la salvaguardia dell'ambiente; la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza d'uso dell'energia.

FIG. 2.1 INTENSITÀ ENERGETICA DEL PIL DELL'UNIONE EUROPEA 1985-2003

Numeri indice 1985=1,0



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Sicurezza degli approvvigionamenti

Tra le direzioni di intervento ritenute più rilevanti dalla Commissione europea ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti figurano lo sviluppo delle reti transeuropee e la gestione delle scorte di petrolio e di gas naturale.

Reti transeuropee

Un tema di importanza fondamentale per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e di energia elettrica riguarda il potenziamento delle reti di trasporto dell'energia. Con la Decisione 1229/2003/CE del 26 giugno 2003 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno aggiornato i criteri e le priorità originariamente stabiliti con la precedente Decisione 1254/96/CE. Ai sensi dell'art. 3 della Decisione, l'Unione europea favorisce l'interconnessione, l'interoperabilità e lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia al fine di:

- promuovere l'effettiva realizzazione del mercato interno dell'energia;
- rafforzare la coesione economica e sociale delle regioni meno favorite e insulari;
- accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento da paesi terzi nel quadro della Carta dell'energia nonché degli accordi di cooperazione con l'Unione europea.

Le principali priorità riguardano:

- il sostegno al funzionamento del mercato interno dell'energia mediante l'eliminazione delle congestioni e la creazione di nuovi collegamenti, anche in vista dell'allargamento dell'Unione europea;
- la diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale;
- l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili;
- l'interoperabilità delle reti dell'Unione europea con quelle dei nuovi paesi membri e di altri paesi dell'Europa, del bacino del Mediterraneo e del bacino del Mar Nero.

La Decisione inoltre identifica i progetti ammissibili al contributo comunitario di cui al regolamento n. 2236/1995 in base a un'analisi che tiene conto di tutti i costi e i benefici, compresi quelli a medio e/o a lungo termine, inerenti gli aspetti ambientali, la sicurezza dell'approvvigionamento e il contributo alla coesione economica e sociale.

Scorte di petrolio e gas naturale

Nel settembre 2002 la Commissione europea proponeva una serie di misure finalizzate ad affrontare le potenziali interruzioni di forniture da paesi politicamente instabili, dai quali i paesi europei attualmente importano la maggior parte del

petrolio e del gas naturale. Tali misure erano orientate ad aumentare le scorte di petrolio e di gas naturale detenute dai paesi membri, e a esercitare una certa misura di controllo centralizzato a livello europeo sul loro utilizzo.

Nel caso del petrolio, la Commissione europea proponeva un aumento delle scorte di sicurezza a 120 giorni di consumo rispetto agli attuali 90 giorni (il livello concordato in ambito AIE), la creazione di un ente pubblico per la loro gestione e il diritto, da parte della Commissione europea, di amministrare il loro rilascio, nel caso sia di interruzioni fisiche delle forniture sia di aumenti troppo forti del prezzo. Anche riguardo al gas naturale, la Commissione europea proponeva un aumento degli stoccaggi, il monitoraggio delle scorte a livello europeo e il diritto di effettuare interventi per assicurare la continuità degli approvvigionamenti, quali, per esempio, l'obbligo del rilascio delle scorte a favore dei paesi membri più colpiti dalle interruzioni.

Nel settembre 2003 il Parlamento europeo ha respinto quasi tutte le proposte formulate dalla Commissione europea. Infatti, la maggioranza dei parlamentari ha ritenuto sufficienti le misure di sicurezza per gli approvvigionamenti definite in ambito AIE, opponendosi a un controllo che superasse l'iniziativa degli Stati membri. La questione rimane tuttavia aperta a una revisione delle proposte da parte della Commissione europea.

Salvaguardia dell'ambiente

Il 31 maggio 2002, tutti i paesi membri hanno ratificato il Protocollo di Kyoto del dicembre 1997, che stabilisce l'obbligo per l'Unione europea di ridurre le emissioni di gas serra dell'8 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il periodo 2008-2012. La ripartizione degli obblighi di riduzione, stabilita con la Decisione del Consiglio 2002/58/CE, tiene conto sia dei livelli di emissione sia delle effettive capacità di riduzione disponibili dei singoli paesi nel periodo considerato. Nel maggio 2003 l'Agenzia europea per l'ambiente riferiva sul preoccupante andamento delle emissioni in vista dell'appuntamento con gli obiettivi di Kyoto. Infatti, come risulta evidente dai dati riportati nella tavola 2.1, dopo un significativo calo iniziale registrato negli anni 1991-1994, le emissioni di gas serra provenienti dal settore energetico hanno ripreso a crescere raggiungendo valori ben superiori a quelli del 1990.

I dati più recenti indicano che solo cinque paesi membri (Francia, Germania, Lussemburgo, Regno Unito e Svezia) rimangono ancora su un percorso che permetterebbe di rispettare gli obiettivi di Kyoto, mentre i restanti paesi hanno emissioni crescenti e non mostrano segni di inversione di tendenza tali da garantire un ritorno a livelli inferiori a quelli del 1990. Inoltre, almeno per quanto

riguarda la Francia, la Germania e il Regno Unito, la maggior parte della riduzione è già avvenuta, rispettivamente, a seguito della crescente generazione nucleare, della riconversione del sistema produttivo dei *Länder* della Germania orientale e della sostituzione del carbone con gas naturale nella generazione elettrica. Nel suo rapporto, l'Agenzia europea per l'ambiente concludeva che, con le politiche in atto alla metà del 2003, la riduzione possibile nel tempo ancora disponibile risultava inferiore al 5 per cento rispetto all'originale obiettivo dell'8 per cento.

Tale valutazione non comprendeva l'effetto della recente adozione della Direttiva 2003/87/CE sullo scambio dei diritti di emissione di gas a effetto serra da parte del Parlamento e del Consiglio nell'ottobre 2003, illustrata nel Capitolo 3. Oltre a obbligare gli impianti più inquinanti a ridurre le loro emissioni di gas serra ai livelli permessi utilizzando le tecnologie esistenti, lo schema di scambio stabilito dalla Direttiva dovrebbe al contempo favorire lo sviluppo di nuove tecnologie. Infatti, il meccanismo di commercio dei diritti di emissione incentiva le imprese a sviluppare nuovi processi sia per evitare di incorrere nelle penalità previste, sia per vendere i diritti di emissione ad altre imprese che non hanno raggiunto i limiti loro assegnati. In base ai risultati conseguiti nel processo di allocazione, la Commissione europea potrà presentare una proposta di modifica delle attività soggette ai limiti di emissione in tempo per l'avvio del regime di scambio l'1 gennaio 2005.

A fine aprile 2004 le prospettive di successo dell'applicazione della Direttiva, ai fini del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, non apparivano del tutto incoraggianti per una serie di motivi tra cui: i ritardi della maggior parte dei paesi membri nel definire l'allocazione dei diritti di emissione; la difformità dei criteri di allocazione; l'indulgenza delle amministrazioni statali per non penalizzare le imprese nazionali rispetto a quelle degli altri paesi membri; gli elevati costi di abbattimento delle emissioni, particolarmente nei paesi con emissioni minori (tra cui l'Italia); l'incertezza nei prezzi di mercato dei diritti di emissione; la crescente opposizione delle imprese colpite dall'allocazione dei diritti; l'effetto sulla competitività dei prodotti europei nei mercati mondiali.

Per venire incontro a tali problematiche, la Commissione europea ha proposto, e il Parlamento europeo ha adottato a fine aprile 2004, la Direttiva collegata che prevede l'istituzione di meccanismi flessibili (*Clean Development Mechanism* e *Joint Implementation*). Questi amplierebbero il riconoscimento, per raggiungere gli obiettivi di Kyoto, di riduzioni delle emissioni di gas serra ottenute attraverso interventi realizzati nei paesi in via di sviluppo e nei paesi in transizione. Con tali provvedimenti dovrebbero ridursi i costi dell'abbattimento delle emissioni da circa 40 a 5 €/tCO_2.

Nel frattempo si è aperto un dibattito nell'ambito della Commissione europea

sull'effettiva possibilità di stabilizzare le emissioni di gas serra, particolarmente oltre l'orizzonte temporale degli obiettivi di Kyoto, senza un significativo contributo dell'energia nucleare. Mentre in Francia si discute sul rinnovamento del parco nucleare nel corso dei prossimi due decenni e nel Regno Unito l'opzione nucleare rimane strategica anche se contrastata, appaiono sempre più evidenti le difficoltà cui vanno incontro i paesi, come la Germania, che hanno optato per una celere uscita da questo settore.

Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza d'uso dell'energia

La Commissione europea si è mossa da molti anni e in molteplici direzioni per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza d'uso dell'energia, sia attraverso programmi di intervento nel campo della ricerca, sviluppo e dimostrazione delle nuove tecnologie, sia attraverso azioni legislative dirette alla loro introduzione e al loro sviluppo nei paesi membri. La maggior parte dei paesi membri ha avviato da tempo programmi per l'incentivazione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e sarà presto possibile fare un primo bilancio dei risultati raggiunti. Inoltre, il 2003 ha visto importanti progressi nella legislazione europea riguardanti il miglioramento dell'efficienza energetica nell'edilizia, l'avvio del programma *Energia intelligente per l'Europa*, la promozione della cogenerazione, la ristrutturazione dell'imposizione fiscale sui prodotti energetici. Tutti questi sviluppi dovrebbero avere un significativo impatto nel medio termine.

Promozione delle fonti rinnovabili

La strategia e il piano di azione comunitari a favore delle risorse energetiche rinnovabili erano stati elaborati nel Libro bianco del 1997 con l'obiettivo di raddoppiare la loro quota nel consumo totale di energia primaria dell'Unione europea, passando dal 6 per cento del 1997 al 12 per cento nel 2010. La Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 ha dato un forte impulso al raggiungimento di questo obiettivo, identificando le quote di elettricità prodotta da fonti rinnovabili a carico dei singoli paesi membri, così da garantire un aumento dal 14 per cento del 1997 al 22 per cento nel 2010.

Tuttavia, malgrado gli sforzi compiuti da quasi tutti i paesi membri, la quota delle fonti energetiche rinnovabili nell'*input* alla generazione elettrica, raggiunta nel 2003, era rimasta praticamente invariata rispetto al 1997, mentre l'incidenza delle rinnovabili nel consumo di energia primaria era cresciuta di poco. Pur correggendo i dati in considerazione della bassa idraulicità degli ulti-

mi due anni nella maggior parte dei paesi europei, il contributo delle fonti rinnovabili nell'Unione europea rimane inferiore al 7 per cento, in termini di energia primaria, e non raggiunge il 16 per cento, in termini di generazione elettrica. Anche i paesi che hanno promosso le fonti rinnovabili con maggior impegno rimangono lontani dal percorso delineato in ambito comunitario.

È significativo che la Germania, che più di ogni altro paese ha promosso le fonti rinnovabili, sviluppando un parco eolico di 14 GW nel giro di 6 anni, aveva raggiunto nel 2003 una incidenza nella generazione elettrica da rinnovabili inferiore al 6 per cento (6,5 per cento correggendo per le condizioni climatiche sfavorevoli), lontana quindi dall'obiettivo del 12,5 per cento nel 2010. In Francia l'incidenza è calata rispetto al 1997, anche correggendo per la bassa generazione idroelettrica, e il programma di 10 000 GW eolici proposto dal governo avrebbe l'effetto di aumentare l'incidenza delle rinnovabili ad appena il 17 per cento contro un obiettivo del 21 per cento. Analogamente la Spagna, che pure ha avviato un ambizioso programma di sviluppo rinnovabile, e il Regno Unito, rimangono lontani dal percorso.

Nel complesso non sembrano in atto nei paesi membri le misure necessarie per raggiungere gli obiettivi entro il 2010 e i cinque anni rimanenti sono appena sufficienti per recuperare il tempo perduto. La Commissione europea, che ritiene comunque realistiche le mete fissate nel Libro bianco e nella Direttiva 2001/77/CE, prevede di richiedere ulteriori e più vigorosi provvedimenti.

Efficienza energetica nell'edilizia

La Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002, entrata in vigore il 4 gennaio 2003, si occupa del rendimento energetico nell'edilizia e comprende quattro principali elementi:

- un metodo comune di calcolo del rendimento energetico degli edifici;
- norme minime sul rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione e degli edifici già esistenti, stabilite dagli Stati membri;
- un sistema di certificazione degli edifici;
- l'ispezione regolare delle caldaie e degli impianti di aria condizionata negli edifici.

Energia intelligente per l'Europa

Oltre all'importante impegno nell'ambito dei programmi quadro per la ricerca e lo sviluppo tecnologico, negli ultimi anni il principale intervento della Commissione europea nel campo delle tecnologie energetiche ha riguardato il nuovo programma *Energia intelligente per l'Europa*, adottato dal Parlamento europeo e dal Consiglio il 26 giugno 2003 ed entrato in vigore il 4 agosto. Rispetto ai programmi quadro, quest'ultimo non sostiene i costi di investimento in

tecnologie, ma solo quelli relativi alle attività promozionali, soprattutto in relazione all'abbattimento delle barriere alla diffusione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.
Il programma, di durata triennale, incorpora i precedenti SAVE e ALTENER ed è diviso in quattro comparti: risparmio energetico e uso razionale dell'energia nell'industria e negli edifici (SAVE); promozione delle fonti energetiche nuove e rinnovabili per la generazione centralizzata e distribuita di energia elettrica e calore (ALTENER); sostegno a iniziative dirette all'efficienza energetica, allo sviluppo e all'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (STEER); supporto per iniziative di progetti rinnovabili e di efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo (COOPENER).

Promozione della cogenerazione

Con la Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (11 febbraio 2004) è stata avviata la promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Rispetto alle originali proposte della Commissione europea, la Direttiva non stabilisce alcun obiettivo quantitativo per il contributo della cogenerazione ad alto rendimento, ma richiede che i paesi membri effettuino un'analisi del potenziale nazionale, compresa la micro-cogenerazione. Inoltre, non vincola i paesi membri né a una specifica formula né a uno specifico impianto di riferimento per il calcolo del risparmio in termini di energia primaria ma, ai fini dell'armonizzazione tra i vari paesi membri in funzione delle scelte indipendenti di ognuno di essi, stabilisce che la Commissione europea definirà i termini per il relativo calcolo entro il 21 febbraio 2006 e li aggiornerà ogni 4 anni. Infine, fissa i criteri e le procedure per la certificazione e la garanzia di origine dell'elettricità di origine cogenerata.

Riforma fiscale dei prodotti energetici

Anche se rivolta all'intero settore energetico, la Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 (che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità in base a tassi minimi estesi al sistema comunitario nel suo complesso) ha implicazioni significative per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, nonché per la salvaguardia dell'ambiente. Infatti, gli Stati membri possono applicare esenzioni o riduzioni del livello di tassazione all'elettricità derivata da fonti rinnovabili, ai prodotti energetici utilizzati per la generazione combinata, all'elettricità prodotta in cogenerazione, ai prodotti energetici e all'elettricità utilizzati per il trasporto di merci e passeggeri per ferrovia, metropolitana, tram e filobus. Inoltre, la Direttiva favorisce l'esenzione dalle accise finalizzata alla promozione dei biocarburanti, purché sia effettuata evitando la distorsione della concorrenza.

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per 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 europea, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 2000 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare un confronto tra i prezzi più corretto, in quanto in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo per i consumi di gas, 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.

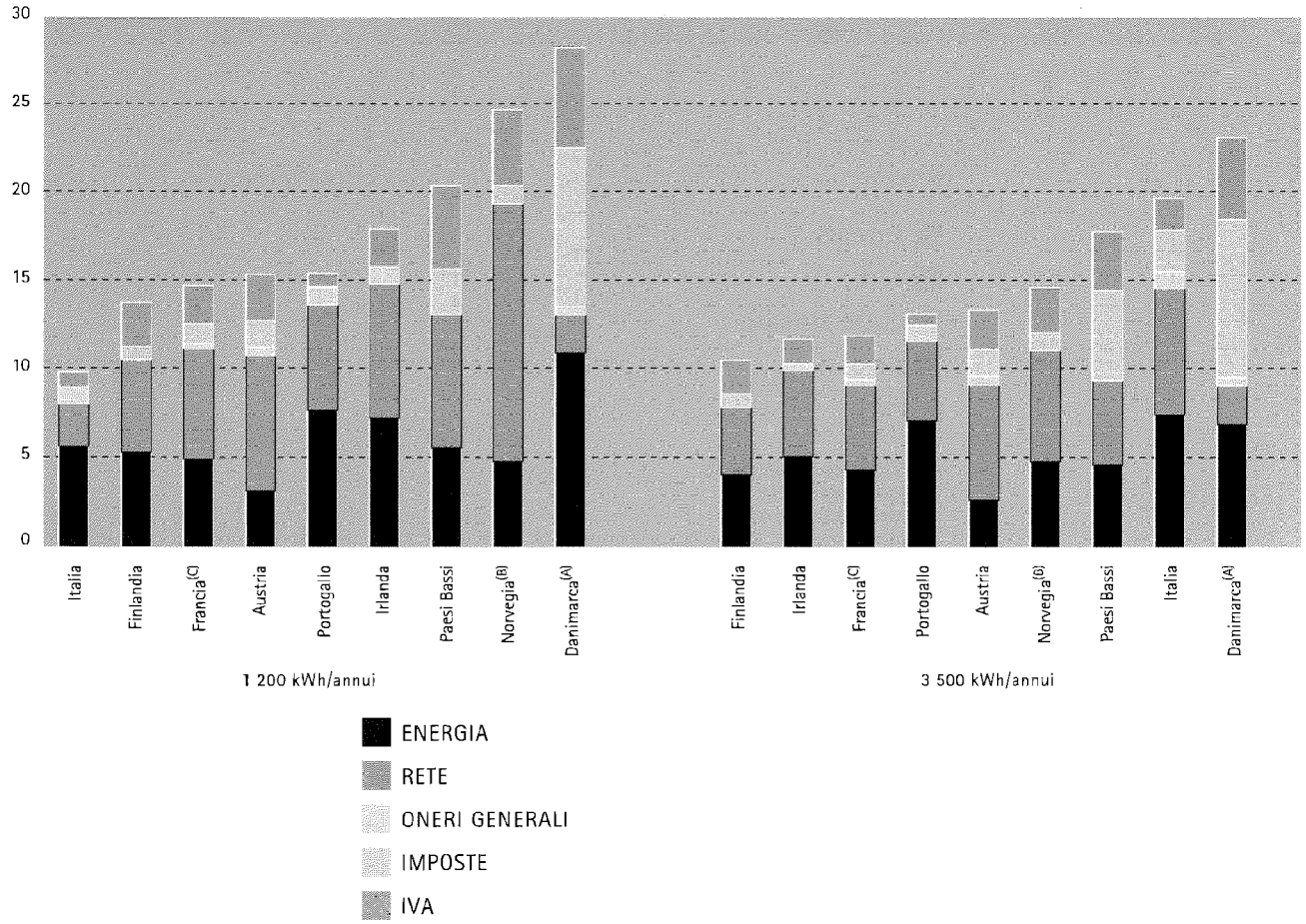
Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non inclusi nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre esclude gli stessi dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Il processo di graduale apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas dal lato della domanda e le modifiche strutturali dell'offerta hanno determinato l'evoluzione delle tariffe, nate in contesti monopolistici, verso sistemi di prezzo più complessi. Le statistiche Eurostat riflettono, oggi, solo marginalmente questa complessità. Infatti, la maggior parte dei prezzi rilevati dall'Eurostat riguarda prezzi amministrati o di riferimento (prezzi massimi o prezzi raccomandati), mentre solo in pochi casi vengono registrati i prezzi liberamente negoziati tra le parti. Questi ultimi dovrebbero riflettere i prezzi di mercato più rappresentativi per una determinata fornitura di energia elettrica o di gas naturale; spesso, in realtà, si tratta solo dei prezzi praticati dall'ex monopolista che tendono a perdere di significatività via via che quest'ultimo perde quote di mercato. Allo scopo di migliorare la qualità delle proprie rilevazioni l'Eurostat ha istituito, nel corso del 2002, una *task force* che ha proposto una metodologia di rilevazione dei dati alternativa a quella attuale. Essa, dopo una fase iniziale di prova, do-

vrebbe essere applicata a regime a partire dall'1 luglio 2007 in concomitanza con la completa apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) ha partecipato alla *task force* Eurostat proponendo una metodologia per la scomposizione dei prezzi finali dell'energia elettrica in cinque componenti principali: energia (comprendente sia i costi fissi di generazione sia i costi variabili), infrastrutture di rete, oneri generali (sovrapprezzi, ecotasse, costi incagliati ecc.), accise e IVA. Questa metodologia, finalizzata a migliorare la comparabilità dei prezzi a livello europeo, è stata applicata in via preliminare ad alcuni paesi: i risultati sono rappresentati nelle figure 2.2 e 2.3.

FIG. 2.2 **COMPOSIZIONE DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/kWh all'1 luglio 2003

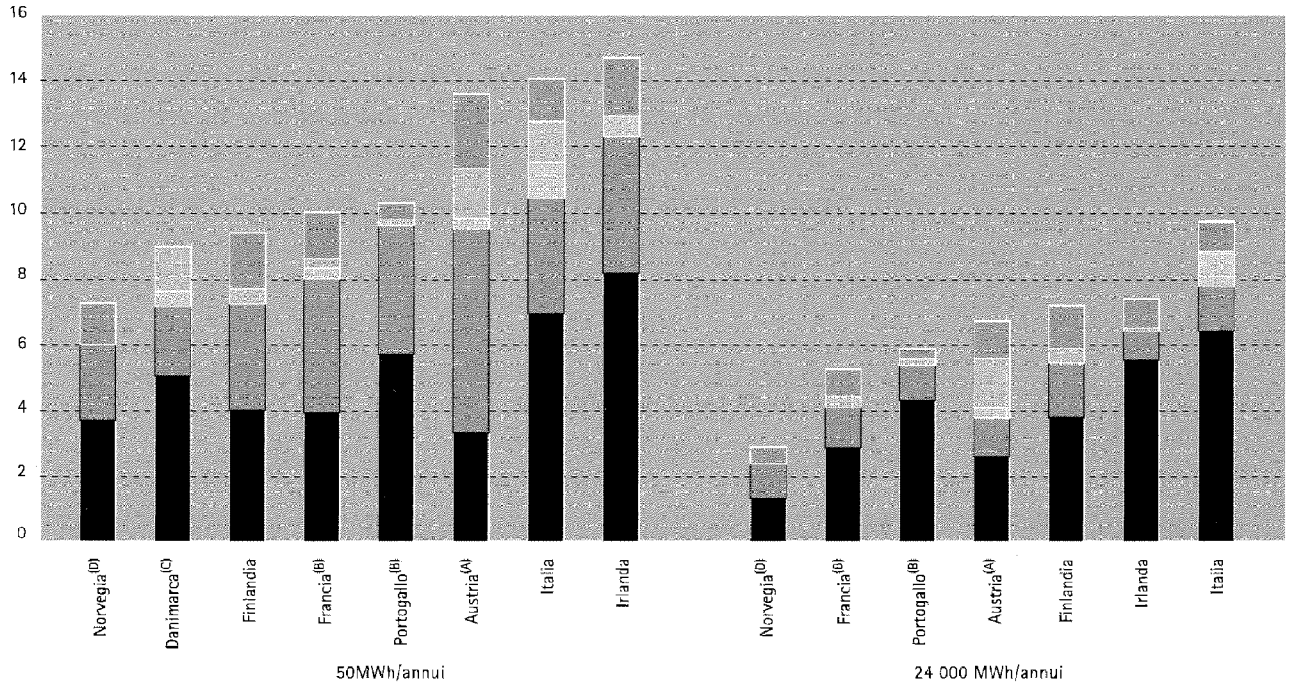


(A) Media annuale 2002.
(B) Media annuale 2003. Per la Norvegia gli oneri generali di sistema sono inclusi nella componente "Rete".
(C) Inizio anno 2003.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat e CEER.

FIG. 2.3 **COMPOSIZIONE DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh all'1 luglio 2003



(A) Media novembre 2003.
(B) Inizio anno 2003.
(C) Media annuale 2002.
(D) Media annuale 2003. Per la Norvegia gli oneri generali di sistema sono inclusi nella componente "Rete".

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat e CEER.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 2.2) sono relativi a quattro tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1 200 kWh, 3 500 kWh e 7 500 kWh. I dati del luglio 2003 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, o per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1 200 kWh, sostengono infatti prezzi sia al lordo sia al netto

TAV. 2.2 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2003

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1200 kWh		3 500 kWh		7 500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	17,3	12,4	15,5	10,9	13,4	9,2	12,9	8,8
Belgio	18,3	14,8	17,0	13,8	13,8	11,2	13,3	10,7
Danimarca	32,5	17,0	26,2	12,0	22,1	8,7	20,9	7,7
Finlandia	19,4	15,2	13,9	10,6	10,6	8,0	9,0	6,6
Francia[A]	16,2	12,6	14,0	10,9	11,2	8,9	10,9	8,6
Germania[A]	26,0	20,4	20,9	16,0	16,9	12,5	15,5	11,3
Grecia	8,2	7,6	7,7	7,1	6,5	6,1	7,4	6,9
Irlanda	23,9	19,1	18,0	14,9	11,8	10,1	10,9	9,4
Italia[B]	**9,6**	**7,8**	**10,0**	**8,1**	**19,8**	**14,7**	**19,3**	**14,3**
Lussemburgo	23,7	21,7	17,9	16,2	13,4	11,9	12,2	10,9
Norvegia	42,5	33,2	24,9	18,9	13,3	9,6	10,1	7,0
Paesi Bassi	20,4	24,0	18,8	16,1	17,8	10,9	17,4	9,3
Portogallo	13,7	12,9	15,5	14,7	13,2	12,6	11,8	11,2
Regno Unito	16,7	15,9	13,4	12,8	9,4	9,0	8,5	8,1
Spagna	13,6	11,2	13,6	11,2	10,6	8,7	9,8	8,0
Svezia	30,2	21,8	20,3	13,8	13,7	8,6	12,7	7,7
Media europea ponderata[C]	**20,0**	**16,3**	**16,2**	**12,8**	**13,5**	**10,3**	**12,5**	**9,4**
Italia: scostamento[D]	*-52,1*	*-52,1*	*-36,4*	*-36,8*	*46,9*	*43,3*	*53,8*	*51,0*

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.
(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

delle imposte molto inferiori, pari anche alla 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 47 e al 54 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3 500 e di 7 500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte).

Con riferimento ai prezzi netti, rispetto al luglio 2002 lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata si è leggermente ridotto per le utenze molto piccole (600 e 1 200 kWh) mentre è aumentato di oltre tre punti percentuali per le utenze con consumi più elevati (3 500 e 7 500 KWh). Infatti, nel confron-

to anno su anno, i prezzi italiani sono cresciuti in misura maggiore rispetto alla media europea, se valutati al netto delle imposte, per tutte le tipologie di utenza domestica (Tav. 2.3). Su tale andamento ha influito il forte rialzo della componente a copertura del costo del combustibile, alimentato dall'andamento sfavorevole delle quotazioni internazionali che ha caratterizzato il primo trimestre del 2003. Al lordo delle imposte, invece, grazie a una sostanziale riduzione degli oneri generali di sistema, i prezzi italiani si sono mossi al disotto della media europea per le utenze più piccole e sostanzialmente in linea con la media europea per quelle più grandi. In tal modo il divario con l'Europa si è confermato sui livelli di un anno prima.

TAV. 2.3 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1 200 kWh		3 500 kWh		7 500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	36,2	45,8	17,0	21,7	15,7	18,9	-0,1	1,1
Belgio	1,2	0,5	1,2	0,4	1,3	0,4	1,4	0,4
Danimarca	0,2	0,4	0,9	1,6	1,4	3,1	1,8	4,0
Finlandia	14,2	14,6	14,4	15,0	12,4	13,2	13,3	14,3
Francia[A]	-0,5	-2,6	-2,5	-2,9	-3,6	-3,6	-3,7	-3,7
Germania[A]	3,2	2,2	2,9	1,5	2,1	0,3	2,7	0,8
Grecia	3,5	3,7	3,8	4,6	3,8	4,5	4,5	4,1
Irlanda	28,3	15,6	23,1	14,6	18,6	13,9	16,3	13,5
Italia[B]	**0,5**	**5,0**	**0,6**	**4,8**	**1,2**	**3,8**	**1,3**	**3,9**
Lussemburgo	3,2	3,4	3,2	3,5	3,1	3,5	3,2	3,7
Norvegia	4,2	4,7	4,8	5,8	6,0	8,2	7,0	10,2
Paesi Bassi	4,7	34,8	6,3	27,6	2,9	10,6	2,6	5,2
Portogallo	2,8	2,8	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
Regno Unito	-10,9	-10,9	-9,8	-10,0	-8,0	-7,9	-8,8	-8,6
Spagna	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5
Svezia	23,7	24,4	23,4	24,3	22,8	24,4	22,0	23,4
Media europea ponderata[C]	**2,7**	**2,9**	**1,9**	**1,9**	**1,6**	**1,3**	**1,2**	**0,8**

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

L'andamento della media europea nasconde dinamiche diverse tra i vari paesi: mentre i prezzi di Francia e, soprattutto, Regno Unito sono diminuiti nel confronto tendenziale, Austria, Paesi Bassi e Svezia hanno messo a segno aumenti significativi. I prezzi inglesi scontano, tuttavia, l'effetto dell'indebolimento della sterlina rispetto all'euro. In Austria l'aumento della componente energia, che pesa tra il 18 e il 25 per cento del prezzo totale, si è accompagnato all'entrata in vigore di una legge che ha uniformato su scala nazionale la definizione degli incentivi all'energia prodotta da fonti rinnovabili e da impianti a ciclo combinato. La nuova legge ha determinato una crescita della componente imposte e altri sovrapprezzi per le prime tre classi di consumo. In Svezia, come del resto in Norvegia, il secondo semestre del 2002 è stato particolarmente secco con conseguente scarsa disponibilità degli invasi per la produzione idroelettrica. La carenza di offerta si è riflessa nei picchi registrati dal *Nord Pool* tra la fine del 2002 e il primo trimestre del 2003 e si è in parte trasferita nei prezzi finali pagati dai consumatori svedesi al rinnovo dei contratti che, per l'utenza domestica, sono soprattutto annuali a prezzo fisso. I prezzi norvegesi hanno invece subìto un forte incremento all'inizio del 2003 in concomitanza con gli aumenti dei prezzi all'ingrosso a cui sono indicizzati nei contratti standard per gli utenti domestici[1], mentre sono poi rientrati su livelli più in linea con il *trend* storico nella seconda parte dell'anno. Occorre tuttavia ricordare che l'aumento in euro dei prezzi norvegesi nel confronto tra luglio 2003 e luglio 2002 sconta l'indebolimento della corona norvegese nei confronti della valuta europea. In Svezia anche la componente fiscale ha registrato aumenti intorno al 20 per cento rispetto al luglio 2002 come conseguenza di un inasprimento delle imposte al consumo. L'Irlanda ha mostrato incrementi compresi tra il 13 e il 15 per cento per i prezzi al netto delle imposte, mentre i prezzi lordi sono aumentati in misura assai maggiore per l'effetto congiunto dell'aumento dell'aliquota IVA dal 12,5 al 13,5 per cento e dell'introduzione di un sovraprezzo a partire dal gennaio 2003. Si ricorda che in Irlanda i consumatori non pagano imposte sul consumo di energia elettrica. In Germania l'ecotassa pagata dalle utenze domestiche è aumentata di circa il 15 per cento con l'inizio del 2003.

Prezzi per le utenze industriali

Il confronto dei prezzi per le utenze industriali (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli) avviene sulla base dei dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui (Tav. 2.4).
Per le imprese italiane i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano

1 Si tratta dei cosiddetti contratti *until further notice* nei quali il fornitore può variare il prezzo con un preavviso di due settimane.

TAV. 2.4 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2003

CONSUMO ANNUO	50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)		160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)		2 GWh (500 kW, 4 000 h)		10 GWh (2 500 kW, 4 000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	13,1	8,9	11,5	7,6	8,4	5,0	7,2	4,0
Belgio	15,1	12,2	13,3	10,8	9,0	7,3	8,3	6,7
Danimarca	11,0	6,5	11,0	6,5	11,5	6,9	-	-
Finlandia	8,8	6,8	8,3	6,4	7,0	5,3	7,0	5,3
Francia[A]	10,0	8,3	9,3	7,6	6,5	5,3	6,5	5,3
Germania[A]	17,3	13,7	14,9	11,6	10,0	7,4	9,5	7,0
Grecia	9,7	9,0	9,0	8,3	6,6	6,1	6,6	6,1
Irlanda	14,6	12,8	13,1	11,2	8,8	7,6	8,3	7,2
Italia[B]	**14,0**	**10,4**	**12,8**	**9,4**	**11,7**	**8,4**	**11,1**	**8,5**
Lussemburgo	14,2	12,7	11,1	9,8	7,8	6,8	5,1	4,7
Norvegia	8,5	6,9	8,9	7,2	6,4	5,1	5,3	4,3
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	10,6	10,1	8,8	8,4	7,1	6,7	7,0	6,7
Regno Unito	9,3	7,3	8,5	6,9	5,8	4,7	5,2	4,2
Spagna	11,6	9,5	8,1	6,6	6,4	5,3	6,1	5,0
Svezia	5,8	4,6	5,5	4,4	5,2	4,1	4,9	3,9
Media europea ponderata[C]	**12,2**	**9,7**	**10,8**	**8,5**	**8,0**	**6,2**	**7,6**	**5,9**
Italia: scostamento[D]	*14,7*	*7,7*	*19,0*	*10,9*	*44,8*	*35,3*	*46,5*	*45,1*

CONTINUA

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.
(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

sempre al di sopra della media europea. Gli scostamenti, al lordo delle imposte, sono più contenuti per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevati per i grandi consumatori. I divari, in termini percentuali, sono massimi con riferimento alle tre classi di consumo centrali corrispondenti a 2, 10 e 24 GWh annui. Al netto delle imposte la distanza dei prezzi italiani dal valore medio europeo in funzione del livello di consumo di riferimento è ancora più accentuata, soprattutto come conseguenza della minore incidenza fiscale che caratterizza il prezzo pagato dai grandi consumatori.

TAV. 2.4 (SEGUE) **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2003

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4 000 kW, 6 000 h)		50 GWh (10 000 kW, 5 000 h)		70 GWh (10 000 kW, 7 000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	6,8	3,7	6,9	3,8	6,4	3,4
Belgio	6,9	5,6	6,2	5,0	5,4	4,4
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	6,6	5,0	5,7	4,2	5,6	4,1
Francia[A]	5,7	4,5	-	-	-	-
Germania[A]	8,5	6,1	8,9	6,4	8,2	5,8
Grecia	5,6	5,2	5,2	4,8	4,6	4,2
Irlanda	7,4	6,4	7,1	6,1	6,5	5,6
Italia[B]	**9,7**	**7,7**	**9,1**	**7,3**	**8,6**	**6,8**
Lussemburgo	4,5	4,0	4,7	4,3	4,3	3,8
Norvegia	4,5	3,6	4,2	3,4	4,1	3,3
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	5,9	5,6	5,4	5,2	5,0	4,8
Regno Unito	4,9	4,0	4,7	3,9	4,3	3,6
Spagna	5,8	4,8	5,7	4,7	5,6	4,6
Svezia	4,6	3,7	4,7	3,7	4,5	3,6
Media europea ponderata[C]	**6,8**	**5,3**	**6,8**	**5,3**	**6,4**	**4,9**
Italia: scostamento[D]	*43,4*	*46,8*	*32,9*	*37,3*	*33,7*	*38,3*

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.
(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

In termini tendenziali i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti più della media europea per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi e in linea o leggermente meno della media europea per le utenze più grandi. Lo scostamento percentuale rispetto al livello medio europeo è quindi aumentato di due/tre punti per le prime quattro classi di consumo (fino a 10 GWh annui) mentre è rimasto sostanzialmente stabile per le classi con consumo più elevato. La dinamica dei prezzi al lordo delle imposte rivela un andamento decisamente più favorevole per l'Italia rispetto alla media europea; i prezzi italiani hanno

TAV. 2.5 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2003 - luglio 2002

CONSUMO ANNUO	50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)		160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)		2 GWh (500 kW, 4 000 h)		10 GWh (2 500 kW, 4 000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-5,4	-7,8	-9,4	-12,7	-	-	-	-
Belgio	-4,9	-5,8	-2,8	-3,8	-2,5	-4,0	-2,1	-3,7
Danimarca	-1,9	-2,7	0,9	1,2	10,4	14,4	-	-
Finlandia	18,1	19,4	19,1	20,3	29,0	31,8	29,8	32,5
Francia[A]	-3,3	-3,8	-3,5	-4,2	0,0	-5,9	0,0	-5,9
Germania[A]	12,9	6,5	19,0	11,3	24,1	12,2	26,5	13,9
Grecia	3,6	3,7	4,7	4,1	3,6	4,1	3,6	4,1
Irlanda	2,1	0,6	3,6	-0,4	-6,4	-8,9	-0,1	-3,0
Italia[B]	**0,2**	**3,5**	**0,2**	**3,9**	**0,3**	**4,4**	**1,0**	**5,2**
Lussemburgo	3,9	4,4	3,8	4,5	3,6	4,5	5,1	5,2
Norvegia	15,8	15,9	12,5	12,7	24,0	24,2	10,4	10,0
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	6,1	1,0	-16,1	1,1	-7,5	1,1	0,9	1,1
Regno Unito	-14,8	-15,3	-15,0	-15,2	-17,0	-17,4	-15,6	-16,0
Spagna	-3,6	-3,5	-6,3	-6,2	1,6	1,5	1,5	1,6
Svezia	30,0	30,0	30,7	30,6	36,5	36,8	42,3	42,4
Media europea ponderata[C]	**2,4**	**0,8**	**3,3**	**1,8**	**6,5**	**3,5**	**7,4**	**4,0**

CONTINUA

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

messo a segno aumenti contenuti se confrontati ai corrispondenti tassi di crescita europei, soprattutto per le utenze più grandi, contribuendo in tal modo a ridurre in misura significativa lo scostamento dai livelli medi europei. In particolare, per le classi di consumo dai 2 GWh annui in su, il divario rispetto alla media europea si è ridotto di circa dieci punti percentuali. Come per le utenze domestiche anche per quelle industriali la riduzione degli oneri generali di sistema ha controbilanciato l'aumento della componente combustibile.

Prendendo in considerazione i singoli paesi europei, al sensibile calo dei prezzi inglesi, in parte accentuato dal rafforzamento dell'euro sulla sterlina pari a cir-

TAV. 2.5 (SEGUE) **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2002 – luglio 2001

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4 000 kW, 6 000 h)		50 GWh (10 000 kW, 5 000 h)		70 GWh (10 000 kW, 7 000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-	-	-	-	-	-
Belgio	-2,4	-4,3	-0,2	-2,3	0,2	-2,2
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	32,1	35,6	36,8	41,7	38,4	43,0
Francia[A]	0,0	-6,8	-	-	-	-
Germania[A]	33,1	18,5	30,8	16,9	35,3	20,0
Grecia	3,0	3,0	4,4	5,0	3,9	3,2
Irlanda	1,0	-1,5	-1,3	-4,1	0,3	-2,1
Italia[B]	**0,8**	**5,0**	**2,3**	**7,4**	**1,9**	**7,3**
Lussemburgo	5,2	5,5	5,4	5,4	5,2	5,5
Norvegia	12,6	12,5	14,1	14,1	14,5	14,5
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-15,1	1,3	-6,8	2,6	-5,6	2,6
Regno Unito	-14,6	-14,9	-14,9	-15,2	-18,4	-18,5
Spagna	1,9	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Svezia	44,1	43,8	43,1	43,1	46,0	45,8
Media europea ponderata[C]	**8,7**	**5,1**	**11,1**	**8,0**	**11,7**	**8,3**

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.
(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

ca il 10 per cento, si contrappongono i forti aumenti registrati dai prezzi dei paesi scandinavi connessi con le avverse condizioni meteorologiche che hanno influito sulla produzione di energia elettrica nel primo trimestre 2003. In Germania dall'1 gennaio 2003 l'ecotassa pagata dai consumatori industriali è stata più che triplicata (da 0,36 a 1,23 c€/kWh) ed estesa alle utenze con consumi annui maggiori di 25 MWh (in precedenza il valore soglia era 50 MWh). Questo spiega perché i prezzi tedeschi al lordo delle imposte siano aumentati in misura significativamente maggiore rispetto ai corrispettivi al netto delle imposte.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 2.6).

Per le classi superiori, a cui è associato l'uso del gas naturale anche per il riscaldamento delle abitazioni, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano ai livelli più alti, preceduti da quelli di Svezia e Danimarca, con uno scostamento dalla media europea superiore al 50 per cento. A causa della forte incidenza fiscale, che caratterizza in Italia queste tipologie di consumo (2 200 e 3 300 m^3

TAV. 2.6 **PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/m^3 a cambi correnti all'1 luglio 2003; 1 GJ=26,268 m^3

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m^3)(A)		16,74 GJ (439,73 m^3)(A)		83,7 GJ (2 198,63 m^3)(B)		125,6 GJ (3 299,26 m^3)(B)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	70,5	52,5	61,1	45,1	46,7	33,7	45,2	32,6
Belgio	72,7	58,8	67,3	54,4	41,0	32,6	39,2	31,1
Danimarca	107,1	59,5	69,1	29,2	69,1	29,2	69,1	29,2
Francia(C)	75,1	64,7	64,4	54,8	42,6	36,3	40,3	34,3
Germania(C)	86,1	68,4	69,9	54,5	49,0	36,4	46,6	34,3
Irlanda	81,7	72,0	67,8	59,8	34,3	30,2	31,5	27,8
Italia(C)	**59,8**	**48,6**	**54,6**	**43,9**	**66,1**	**38,6**	**66,8**	**38,4**
Lussemburgo	55,2	52,1	48,2	45,5	28,1	26,5	27,6	26,0
Paesi Bassi(D)	48,4	69,2	50,1	48,9	51,5	32,6	51,7	31,2
Portogallo	69,6	66,3	63,8	60,8	50,5	48,1	49,3	47,0
Regno Unito	38,5	36,7	35,5	33,8	24,8	23,6	23,9	22,8
Spagna	64,9	55,9	57,6	49,6	45,1	38,9	44,0	38,0
Svezia	100,8	62,7	78,6	44,3	70,8	37,8	70,4	37,4
Media europea ponderata(E)	**61,7**	**54,2**	**54,0**	**45,5**	**43,5**	**32,3**	**42,4**	**31,0**
Italia: scostamento(F)	*-3,1*	*-10,3*	*1,0*	*-3,6*	*51,9*	*19,6*	*57,6*	*23,8*

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.
(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento.
(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(D) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso pari a 96 € per l'anno 2003. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.
(E) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.
(F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

all'anno), la distanza dei prezzi italiani al netto delle imposte rispetto al valore medio europeo si riduce a circa il 20 per cento.

Nel confronto annuale i prezzi italiani comprensivi di imposte sono cresciuti in misura maggiore rispetto alla media europea per i piccoli consumatori e in linea con la media europea per le classi superiori. Al netto delle imposte i prezzi italiani si sono mossi con tassi di crescita pari a più del doppio di quelli relativi alla media europea per tutte le classi di consumo. Ne consegue un avvicinamento al livello medio europeo per le classi più piccole e un ulteriore allontanamento per quelle più grandi.

TAV. 2.7 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2003 - luglio 2002

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m³)(A)		16,74 GJ (439,73 m³)(A)		83,7 GJ (2 198,63 m³)(B)		125,6 GJ (3 299,26 m³)(B)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	7,9	-3,2	15,0	2,3	15,8	0,8	15,9	0,7
Belgio	3,0	3,1	3,2	3,3	4,1	4,4	4,4	4,5
Danimarca	0,0	-0,1	-2,6	-4,8	-2,6	-4,8	-2,6	-4,8
Francia(C)	6,7	6,8	6,5	6,6	7,1	7,1	7,1	7,2
Germania(C)	2,9	0,0	2,7	-0,9	7,6	2,5	8,8	3,4
Irlanda	10,1	9,1	10,1	9,1	10,0	9,1	10,0	9,1
Italia(C)	**7,7**	**7,9**	**8,1**	**8,3**	**3,6**	**4,8**	**4,5**	**6,1**
Lussemburgo	2,3	2,3	2,7	2,6	4,5	4,7	4,6	4,7
Paesi Bassi	84,1	35,2	38,1	29,4	16,3	20,6	14,8	19,4
Portogallo	6,2	6,2	6,2	6,2	-1,0	-1,0	3,2	3,2
Regno Unito	-7,5	-7,6	-8,0	-7,9	-8,1	-8,1	-8,2	-8,0
Spagna	1,6	1,6	2,0	2,0	3,0	2,8	3,0	3,0
Svezia	19,8	21,3	5,0	0,1	8,2	3,5	8,3	3,6
Media europea ponderata(D)	**5,0**	**3,3**	**3,9**	**2,1**	**4,0**	**2,1**	**4,4**	**2,6**

(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) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani sono tra i più elevati in Europa, con scostamenti, in percentuale, che si collocano intorno al 13-17 per cento al lordo delle imposte e intorno al 20-25 per cento al netto delle imposte. Viceversa, a differenza dei prezzi per le utenze domestiche, quelli relativi alle utenze industriali e commerciali mostrano una minore divergenza rispetto alla media europea per le classi di consumo più elevate. In particolare, alla tipologia con consumi di oltre 10 milioni di m^3 corrisponde un prezzo al lordo delle imposte superiore del 5 per cento al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di m^3 lo scostamento diventa negativo.

TAV. 2.8 **PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/m^3 a cambi correnti all'1 luglio 2003; 1 GJ=26,268 m^3

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10 995,8 m^3)(A)		4 186 GJ (109 958 m^3)(B)		41 860 GJ (1 099 578 m^3)(C)		418 600 GJ (10 995 785 m^3)(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	41,5	29,7	32,1	22,3	30,7	21,2	-	-
Belgio	37,0	29,3	28,5	23,6	24,7	20,4	21,0	17,4
Danimarca	39,4	29,2	37,1	27,3	25,7	18,2	24,4	17,2
Finlandia	-	-	39,8	30,8	31,9	24,4	23,6	17,5
Francia(E)	36,3	30,5	30,9	25,9	24,5	20,0	18,5	14,4
Germania(E)	42,8	32,6	38,3	28,8	36,3	27,1	31,5	22,9
Irlanda	33,5	29,5	26,7	23,5	24,2	21,4	20,0	17,6
Italia(E)	**41,2**	**35,6**	**35,9**	**30,8**	**24,6**	**20,7**	**22,5**	**18,8**
Lussemburgo	27,4	25,8	25,5	24,0	25,1	23,6	17,8	16,8
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	41,6	39,7	31,0	29,5	23,1	22,0	15,1	14,4
Regno Unito	23,8	19,0	19,6	15,6	17,9	14,1	12,2	10,1
Spagna	35,9	30,9	21,7	18,7	20,6	17,8	19,3	16,6
Svezia	40,4	28,2	35,3	24,2	33,9	23,0	27,5	17,7
Media europea ponderata(F)	**36,4**	**29,7**	**30,6**	**24,7**	**25,9**	**20,6**	**21,5**	**16,9**
Italia: scostamento(G)	*13,0*	*19,9*	*17,4*	*24,7*	*-5,2*	*0,7*	*4,8*	*11,2*

(A) Senza fattore di carico.
(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1 600 ore.
(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4 000 ore.
(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nel 2000.
(G) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Per le utenze industriali l'incidenza fiscale dei prezzi italiani è al di sotto della media europea di circa cinque punti percentuali per tutte le classi di consumo considerate (Tav. 2.10).

In termini dinamici il quadro appare maggiormente articolato: è interessante notare che, sia per i prezzi italiani sia per il valore medio europeo, per i piccoli consumatori e per la tipologia con consumi intorno a un milione di m^3 il prezzo è leggermente diminuito oppure è rimasto sostanzialmente stabile. Per la classe di consumo più elevata (oltre i 10 milioni di m^3) e per la classe di consumo intorno ai 100 000 m^3, invece, il prezzo è aumentato con tassi di crescita compre-

TAV. 2.9 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10 995,8 m^3)(A)		4 186 GJ (109 958 m^3)(B)		41 860 GJ (1 099 578 m^3)(C)		418 600 GJ (10 995 785 m^3)(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-0,5	-3,1	-14,8	-17,9	-1,5	-2,6	-	-
Belgio	4,4	4,6	5,5	5,6	5,5	5,7	6,6	6,8
Danimarca	-4,4	-4,8	-4,7	-5,0	-1,7	-2,2	4,4	4,9
Finlandia	-	-	1,9	2,4	2,3	2,9	3,2	4,1
Francia(E)	6,7	6,8	7,3	7,3	3,3	3,4	3,3	3,4
Germania(E)	10,8	5,4	17,6	11,7	19,2	13,2	22,8	16,0
Irlanda	10,2	9,0	9,9	8,8	15,2	14,3	-	-
Italia(E)	**-1,0**	**0,2**	**12,8**	**13,2**	**-1,4**	**-1,0**	**8,0**	**6,3**
Lussemburgo	4,8	4,6	5,0	5,0	5,3	5,1	-18,6	-18,5
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	2,3	2,4	-1,1	-1,1	-6,5	-6,5	-16,2	-14,7
Regno Unito	-15,9	-16,2	-23,9	-25,0	-26,0	-27,1	-34,4	-35,1
Spagna	4,0	4,0	7,8	7,9	8,2	8,4	9,0	9,0
Svezia	-19,5	4,1	-24,5	-0,9	-23,9	1,9	5,6	35,1
Media europea ponderata(F)	**1,8**	**0,8**	**4,7**	**3,3**	**1,7**	**0,0**	**3,8**	**0,9**

(A) Senza fattore di carico.
(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1 600 ore.
(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4 000 ore.
(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

si tra il 6 e il 13 per cento per l'Italia e tra l'1 e il 5 per cento per la media europea. Nel confronto luglio 2003 – luglio 2002 il paniere dei combustibili internazionali, definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha registrato un aumento di circa il 16 per cento.

Il Regno Unito è l'unico paese che ha mostrato riduzioni consistenti nei prezzi finali del gas per tutte le classi di consumo. Tali riduzioni sono state tuttavia influenzate, come sottolineato con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, dal rafforzamento dell'euro sulla sterlina; in valuta nazionale i decrementi si riducono di circa dieci punti percentuali.

TAV. 2.10 **INCIDENZA FISCALE NEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO**

Valori percentuali all'1 luglio 2003

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m³)	16,74 GJ (439,73 m³)	83,7 GJ (2198,63 m³)	125,6 GJ (3299,26 m³)	418,6 GJ (10995,8 m³)	4186 GJ (109958 m³)	41860 (1099578 m³)	418 600 GJ (10995785 m³)
PAESI	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Austria	25,5	26,1	27,8	27,9	28,5	30,5	30,9	-
Belgio	19,1	19,2	20,4	20,7	20,8	17,2	17,3	17,2
Danimarca	44,4	57,8	57,8	57,8	25,9	26,3	29,1	29,4
Finlandia	-	-	-	-	-	22,6	23,7	25,8
Francia	13,9	14,9	14,9	14,9	15,9	16,1	18,2	22,5
Germania	20,6	22,1	25,7	26,3	23,7	24,9	25,4	27,2
Irlanda	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	12,0	11,8	11,8
Italia	**18,7**	**19,6**	**41,7**	**42,5**	**13,6**	**14,2**	**15,6**	**16,6**
Lussemburgo	5,7	5,7	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,6
Paesi Bassi	-43,0	2,5	36,8	39,6	-	-	-	-
Portogallo	4,8	4,8	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Regno Unito	4,7	4,7	4,8	4,6	19,9	20,6	21,1	17,8
Spagna	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,7	13,7	13,8
Svezia	37,8	43,7	46,7	46,8	30,1	31,4	32,1	35,5
Media europea ponderata	**12,2**	**15,7**	**25,9**	**26,8**	**18,5**	**19,2**	**20,5**	**21,4**

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

DIRETTIVE E LEGISLAZIONE

Nuove Direttive (e nuova legislazione in preparazione)

In data 26 giugno 2003, la Commissione europea ha approvato le nuove Direttive europee relative al mercato interno dell'elettricità e del gas, rispettivamente la 2003/54/CE e la 2003/55/CE che modificano le corrispondenti 96/92/CE e 98/30/CE.

Si è trattato di un processo lungo e laborioso che ha visto come protagonisti tutti gli attori del mercato energetico europeo. In particolare le indicazioni derivanti dalle conclusioni dei due Forum consultativi di Firenze e di Madrid, relativi al mercato dell'elettricità e del gas, hanno dato un aiuto importante al processo decisionale delle istituzioni comunitarie.

Molti sono gli elementi di novità relativi alle nuove Direttive. Gli aspetti più rilevanti riguardano soprattutto:

- l'adozione di una serie di misure concrete per garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta al fine di ridurre il rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori;
- la protezione dei piccoli consumatori anche attraverso l'accrescimento del loro potere negoziale nei confronti di chi offre il servizio;
- un accesso alla rete senza discriminazioni, trasparente e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti;
- l'apertura completa del mercato dal lato della domanda e le relative condizioni di reciprocità;
- la promozione degli investimenti per nuove infrastrutture e a vantaggio della sicurezza del sistema e degli approvvigionamenti;
- la necessità di stabilire metodologie di definizione delle tariffe in maniera trasparente (pubblicazione) e non discriminatoria;
- la creazione obbligatoria di Autorità di regolazione indipendenti dall'industria di settore;
- l'introduzione di obblighi di servizio pubblico in merito a problematiche di sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture;
- la protezione dell'ambiente;
- la promozione di misure a favore dell'efficienza e del risparmio energetico attraverso incentivi;
- l'enfasi sull'attività di ricerca e sviluppo;
- la creazione da parte delle Autorità di regolazione di meccanismi di mercato trasparenti per la fornitura e l'acquisto di energia elettrica di bilanciamento in base ai livelli di liquidità del mercato nazionale di elettricità e del gas.

Come detto, è prevista dalle nuove Direttive la creazione obbligatoria di un'Autorità di regolazione come organismo indipendente dagli interessi dell'industria dell'energia elettrica e del gas, preposto ad assicurare l'effettiva concorrenza, il funzionamento del mercato e comportamenti non discriminatori. In particolare, si assegnano alle Autorità di regolazione una serie di competenze minime di regolazione e monitoraggio riguardanti:

- la gestione e l'allocazione della capacità d'interconnessione;
- i meccanismi relativi alle congestioni nel sistema energetico;
- il tempo impiegato dalle imprese di trasmissione e distribuzione per la connessione di terzi con le reti e per le riparazioni;
- la pubblicazione di informazioni appropriate da parte degli operatori del sistema di trasmissione e distribuzione concernenti le interconnessioni, l'utilizzo della rete, l'allocazione della capacità alle parti interessate;
- la separazione effettiva della contabilità per assicurare che non ci siano sussidi incrociati fra le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita;
- i termini, le condizioni e le tariffe per l'accesso di terzi alle reti secondo i principi di non discriminazione e trasparenza, in particolare tenendo conto dei costi e benefici derivanti dall'utilizzo di nuove tecnologie per le energie rinnovabili, per la generazione distribuita e la cogenerazione;
- la fissazione e l'approvazione delle metodologie usate per calcolare o stabilire i termini e le condizioni per la connessione e l'accesso alla rete nazionale, incluse le tariffe di trasmissione e distribuzione, oltre che l'attività di bilanciamento.

Ulteriori e importanti competenze, assegnabili alle Autorità di regolazione da parte degli Stati membri, riguardano in particolare:

- l'attribuzione di licenze e di autorizzazioni;
- il monitoraggio sulla sicurezza degli approvvigionamenti;
- l'organizzazione, il monitoraggio e il controllo delle procedure per le gare d'appalto relative alla generazione;
- le decisioni o le deroghe relativamente ai contratti *take or pay* del gas;
- i contenziosi relativi ai punti d'accesso dei gasdotti.

Risulta necessario sottolineare che le nuove Direttive rappresentano sicuramente un passo in avanti necessario rispetto alla legislazione attualmente in vigore e che l'effettiva costituzione di un mercato concorrenziale a livello europeo dipenderà da due fattori chiave: la velocità di recepimento delle Direttive da parte

dei governi degli Stati membri e la ulteriore legislazione che verrà adottata al fine di colmare i diversi *gap* esistenti.

Un esempio in tal senso è costituito dal fatto che la nuova legislazione energetica non arriva a imporre l'obbligo di separazione proprietaria delle reti, ma stabilisce che esse siano costituite in società distinte e le sottopone alla regolazione di un'Autorità indipendente. In tale contesto è possibile immaginare una sequenza che conduca al risultato ottimale, cioè alla cessione della rete da parte dell'impresa che produce e vende energia. Tale passo è necessario al fine di garantire un ideale funzionamento del mercato ed evitare comportamenti collusivi.

Sempre in data 26 giugno è stato approvato il regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (2003/1228/CE). Esso mira a stabilire norme eque, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno e tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali. Ciò implica la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

Il regolamento affronta le seguenti problematiche:

- il meccanismo di compensazione tra gestori del sistema di trasmissione;
- il corrispettivo di accesso alle reti;
- le comunicazioni di informazioni sulle capacità di interconnessione;
- i principi generali di gestione della congestione;
- la creazione di nuovi interconnettori;
- le comunicazioni di informazioni e le clausole di riservatezza;
- il diritto degli Stati membri di introdurre misure più dettagliate;
- le sanzioni.

Altre competenze dell'Autorità vengono individuate in seguito al regolamento sui transiti transfrontalieri, in particolare per ciò che concerne l'approvazione di standard operativi e di pianificazione (inclusi gli schemi per calcolare la capacità totale di trasporto), le decisioni su esenzioni riguardanti le regole di accesso per i nuovi investimenti e la possibilità di assicurare la conformità delle *Linee guida* con le nuove Direttive.

La Commissione europea in data 11 novembre 2003 ha adottato, inoltre, una Decisione che istituisce il gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità (2003/796/CE), come inizialmente previsto dalle due Direttive per l'elettricità e il gas. L'obiettivo di tale decisone è quello di incoraggiare e coordinare la cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione dei paesi membri dell'Unione europea.

Per ciò che riguarda le altre misure concordate e in discussione a livello comuni-

tario è stata approvata la Direttiva del Parlamento e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione (2004/8/CE), che mira in primo luogo a una definizione standardizzata della cogenerazione nell'Unione europea. Il Parlamento ha rinunciato alla sua idea iniziale di imporre un obiettivo in merito alla quota di energia prodotta per cogenerazione che vincolasse l'Unione europea e gli Stati membri. Questi sono ora tenuti a valutare il proprio potenziale nazionale di cogenerazione e a riferire alla Commissione europea che, se necessario, presenterà un piano d'azione per un ulteriore sviluppo.

In data 10 dicembre 2003 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno presentato una proposta di regolamento (COM/2003/741) relativa agli scambi transfrontalieri di gas facendo riferimento al regolamento riguardante il settore dell'elettricità (1228/2003/CE). L'obiettivo è quello di consentire le transazioni transfrontaliere di gas armonizzando le tariffe, concedendo un accesso libero e regolato alle reti e garantendo informazioni precise relativamente al buon funzionamento degli scambi.

Il 27 luglio 2003, il Parlamento e il Consiglio hanno presentato inoltre una proposta di Direttiva (COM/2003/403) che modifica quella per il sistema di *emission trading* (2003/87/CE); essa prevede l'inserimento di meccanismi flessibili per i paesi in via di sviluppo e le economie in transizione all'interno del mercato europeo dei crediti di emissione. La Direttiva sull'*emission trading*, infatti, stabilisce che gli Stati nazionali possano prospettare un piano di allocazione relativo alle modalità di riconoscimento dei crediti di emissione in accordo con le *Linee guida* proposte dalla Commissione europea.

Il 10 dicembre 2003 è stata presentata la versione finale della Direttiva sull'efficienza energetica (COM/2003/739) il cui scopo è quello di incrementare la funzionalità degli usi finali dell'energia utilizzando una serie di strumenti operativi, atti, per esempio, a sviluppare un mercato dei servizi energetici che diventi parte integrante del mercato interno dell'energia.

Sono attualmente in discussione da parte dalle istituzioni europee una serie di misure volte alla sicurezza degli approvvigionamenti:

- la proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture (COM/2003/740);
- la proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale (COM/2002/488-3).

È in discussione, inoltre, un pacchetto di misure della Commissione europea presentato in data 10 dicembre 2003 al fine di promuovere gli investimenti in-

frastrutturali nel settore energetico, soprattutto dopo quanto accaduto in Europa in occasione degli ultimi *blackout*. La Commissione europea sottolinea l'importanza di una gestione più chiara della domanda attraverso lo sviluppo di una politica maggiormente strutturata di efficienza energetica. Essa enfatizza inoltre la necessità di un contesto giuridico-istituzionale che faciliti il crearsi sia di un mercato più competitivo ed efficiente, a garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti e del sistema, sia di un adeguato livello di interconnessione fra gli Stati membri attraverso politiche trasparenti e non discriminatorie.
Sempre in discussione risultano essere due proposte di Direttive del Consiglio in materia nucleare. Una definisce gli obblighi fondamentali e i principi generali del settore della sicurezza degli impianti nucleari (2003/0021/CNS), mentre l'altra riguarda la gestione del combustibile nucleare esaurito e dei residui radioattivi (2003/0022/CNS).

Partnership euro-mediterranea

Nell'ambito della Conferenza ministeriale del Forum euro-mediterraneo dell'energia di Atene del 21 marzo 2003 e del Forum dell'energia del 29 aprile 2004 sono state concordare le principali azioni volte allo sviluppo di un'area di libero scambio nella regione nel periodo 2003-2006:

- l'accelerazione delle riforme nei paesi della costa meridionale del Mediterraneo volte all'integrazione dei mercati dell'elettricità e del gas con quello dell'Unione europea;
- il rafforzamento della sicurezza e della salvaguardia degli approvvigionamenti e delle infrastrutture energetiche;
- lo sviluppo delle interconnessioni Sud-Sud e Nord-Sud;
- la promozione del potenziale delle energie rinnovabili e il sostegno del Protocollo di Kyoto;
- la gestione efficiente della domanda di energia;
- l'armonizzazione della normativa e degli standard tecnici nonché dei sistemi informativi e degli scambi di informazioni statistiche nel settore energetico.

In occasione della Conferenza dei ministri euro-mediterranei dell'energia tenutasi a Roma l'1 e il 2 dicembre 2003, il Governo italiano ha patrocinato la firma di una serie di *memorandum* d'intesa fra i ministri presenti che danno avvio al programma di sviluppo 2003-2006. Fra queste:

- il protocollo d'intesa per la progressiva integrazione dei mercati dell'elettricità di Algeria, Marocco e Tunisia nel mercato unico europeo;

- la dichiarazione d'intenti per la cooperazione per lo sviluppo del corridoio di trasporto del gas fra Austria, Ungheria, Romania, Bulgaria e Turchia;
- la dichiarazione congiunta sulla cooperazione fra Israele e Palestina in campo energetico;
- la dichiarazione d'intenti sulla cooperazione Euro-Mashkrek nel campo del gas naturale;
- la dichiarazione di intenti per l'istituzione della Piattaforma euro-mediterranea dell'energia di Roma (Remap).

Quest'ultima iniziativa in particolare, prevede la creazione a Roma di una struttura flessibile e leggera di coordinamento fra la Commissione europea, i paesi membri e i paesi del bacino mediterraneo che faciliti lo scambio, la cooperazione e lo sviluppo integrato di tutti i programmi del partenariato. Tale struttura affiancherebbe la Commissione europea nell'organizzazione e programmazione dei Forum dell'energia dei Direttori generali dell'energia dei paesi partner e delle Conferenze euro-mediterranee dei ministri dell'energia.

Attività del Council of European Energy Regulators

Il 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 informale di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di modalità comuni di attuazione delle Direttive per un mercato unico dell'energia. Nel giugno 2003, anche in relazione alle nuove funzioni delle Autorità di regolazione previste dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, il CEER è stato rifondato come associazione senza scopo di lucro di diritto belga.

Al CEER aderiscono 15 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea prima dell'allargamento (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Irlanda del Nord, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito), i regolatori dei nuovi paesi membri (Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria) e due dell'Area economica europea di libero scambio (Norvegia e Islanda). Dall'1 luglio aderisce anche l'Autorità di regolazione tedesca.

Anche attraverso il CEER gli organismi di regolazione nazionale mantengono rapporti di collaborazione e consultazione con la Commissione europea e partecipano attivamente ai Forum di regolazione per l'elettricità, il gas e il mercato elettrico dell'Europa sud-orientale.

Organo decisionale del CEER è l'Assemblea generale, composta dai Presidenti o Direttori delle Autorità nazionali, che decide per consenso o a maggioranza

qualificata secondo la ponderazione dei voti vigente nell'Unione europea. L'Assemblea generale esprime un Consiglio direttivo composto dal Presidente e da due vicepresidenti, e si avvale del Segretariato, con sede a Bruxelles, guidato da un segretario generale.

Il CEER è organizzato in gruppi di lavoro e *task force*, che analizzano temi specifici, su cui predispongono posizioni comuni dei regolatori energetici europei. Queste vengono discusse con i portatori di interessi, sottoposte alle istituzioni comunitarie e presentate negli opportuni contesti, in primo luogo i Forum di regolazione, nel corso dei quali il CEER ha sempre avuto un ruolo propositivo essenziale. Sono costituiti gruppi di lavoro relativi a: elettricità, gas, mercato unico europeo, nuovi paesi membri e Sud-Est Europa.

Oltre ai documenti predisposti in relazione ai Forum di regolazione (vedi paragrafo successivo), che hanno rappresentato finora la maggior parte dell'attività del CEER, sono stati pubblicati i seguenti documenti:

- *Rules on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections*, aprile 2003;
- *Comments of the CEER on the European commission's discussion document "Harmonisation of network access charges"*, giugno 2003;
- *CEER comments on the European commission's discussion document "Guidelines relating to congestion management"*, luglio 2003;
- *Second benchmarking report on the quality of electricity supply*, settembre 2003;
- *Lessons that should be drawn from the recent incidents in electricity supply and suggestions for guaranteeing an adequate electricity supply in liberalised markets*, ottobre 2003;
- *Completing the internal energy market – the missing steps*, ottobre 2003;
- *Recommendations on implementation of third party access to storage and linepack*, dicembre 2003.

Florence School of Energy Regulation

Il CEER è attivamente impegnato nell'attività di formazione del personale sui problemi della regolazione. È stato organizzato un corso di formazione tenutosi a Firenze dal 31 ottobre all'8 novembre 2003. Queste attività hanno assunto carattere sistematico con l'istituzione della *Florence School of Energy Regulation*.

Nei primi mesi del 2004 un accordo trilaterale fra l'Istituto universitario europeo di San Domenico di Fiesole, il CEER e la Commissione europea ha permesso la creazione a Firenze di un centro internazionale di eccellenza nel settore della regolazione energetica europea, la *Florence School of Regulation*. Il centro, sostenuto anche dall'industria energetica europea, mira a fornire un punto di

riferimento principe in Europa per la formazione specialistica degli addetti alla regolazione, la riflessione e il dibattito fra i soggetti istituzionali, sociali e industriali coinvolti nei processi di liberalizzazione dei settori energetici, nonché di ricerca sui temi di punta della regolazione e della promozione della concorrenza. Nel suo primo anno di attività la *Florence School of Regulation* oltre a programmare e organizzare il quarto corso di formazione per i regolatori aderenti al CEER, prevede di organizzare almeno tre seminari ristretti ai sostenitori dell'iniziativa sui temi della liberalizzazione, regolazione, promozione della concorrenza e tutela dei consumatori e di avviare un primo progetto di ricerca su temi quali i metodi di tariffazione degli scambi internazionali di energia, la gestione delle congestioni sulle interconnessioni energetiche e il ruolo dell'informazione nella regolazione energetica.

Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità

Con Decisione della Commissione europea 2003/796/CE dell'11 novembre 2003, è stato istituito il Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità (*European Regulators Group for Electricity and Gas*, ERGEG). Si tratta di un organismo indipendente, composto dai Presidenti o Direttori delle Autorità di regolazione, con funzioni consultive della Commissione europea nelle materie relative all'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Ha il compito di promuovere il coordinamento e la collaborazione tra le Autorità nazionali, e tra queste e la Commissione europea, in modo da realizzare un armonico mercato unico dell'energia, attraverso un'applicazione coordinata e coerente delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, oltre che del regolamento 2003/1228/CE.

La composizione e la Presidenza dell'ERGEG riflettono quelle del CEER, ma sono integrate dalla partecipazione della Commissione europea, che ne assicura il segretariato. I rappresentanti dei paesi candidati e del Sud-Est Europa partecipano come osservatori.

L'ERGEG opera attraverso la frequente consultazione delle parti interessate.

Tra la sua costituzione e la fine del marzo 2004 l'ERGEG si è riunito due volte, definendo il programma di lavoro per l'anno in corso. Sono stati istituiti due gruppi di lavoro di esperti, rispettivamente per l'energia elettrica e il gas.

Il primo affronta:

- la gestione e l'allocazione delle capacità disponibili nei punti di interconnessione delle reti, sulla base del regolamento 2003/1228/CE, anche attraverso lo studio di metodi per l'integrazione delle transazioni internazionali nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica;

- le tariffe delle reti, con il controllo dell'applicazione del sistema tariffario per le transazioni transfrontaliere vigente nel 2004, confrontando le strutture tariffarie dei singoli paesi, e studiando l'introduzione di segnali localizzativi.

Il gruppo di lavoro per il gas tratta:

- lo sviluppo di *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio;
- le tariffe delle reti, attraverso il controllo dell'introduzione di tariffe di tipo *entry exit* e lo studio di opzioni per l'introduzione di meccanismi efficienti per le transazioni transfrontaliere.

Attività dei Forum europei per la 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 e nel 1999) a valle dell'approvazione delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE di liberalizzazione dei mercati energetici. Hanno lo scopo di favorire il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia.
Obiettivo dei Forum è il conseguimento di accordi per l'applicazione concreta delle Direttive, con particolare riguardo ai temi inerenti le barriere alla concorrenza di rilevanza transnazionale: durante il loro svolgimento la regolazione è ricercata e messa a punto attraverso il consenso delle parti interessate (governi, Commissione europea, regolatori, gestori delle reti e delle altre infrastrutture, gestori dei mercati, produttori, *trader*, consumatori). La Commissione europea, che presiede i Forum, trae da essi e dalle attività connesse fondamentali informazioni necessarie al progresso degli obiettivi comunitari di liberalizzazione dei mercati; valuta inoltre i casi in cui la regolazione consensuale non è di per sé sufficiente e deve essere integrata da regolamenti formali, come è accaduto per gli scambi internazionali di energia elettrica. Sono stati così istituiti:

- il Forum di Firenze per l'energia elettrica, attivo dal 1998 e organizzato dall'Autorità; dalla sessione di ottobre 2002 si riunisce a Roma;
- il Forum di Madrid per il gas, attivo dal 1999.

Un caso parzialmente diverso è quello del Forum di Atene per lo sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica nell'Europa sud-orientale, istituito dal 2002 (vedasi più avanti il paragrafo che lo riguarda).

I Forum di Firenze e Madrid si riuniscono normalmente con cadenza semestrale. Tuttavia, dopo l'approvazione del regolamento per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e la presentazione della proposta di regolamento per le condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas, la Commissione europea ha ridotto la frequenza dei Forum; essi rimangono comunque l'unico momento ufficiale di confronto tra tutti i soggetti interessati alla regolamentazione comunitaria dell'energia elettrica e del gas.

L'Autorità ha partecipato alle riunioni sia del 10° Forum europeo di regolazione dell'energia elettrica, svoltosi a Roma l'8 e il 9 luglio 2003, sia del 7° Forum europeo per la regolazione del gas, tenutosi a Madrid il 24 e il 25 settembre 2003.

Nel corso del Forum di Firenze, la Commissione europea ha presentato la seconda versione dello *Strategy Paper*, che indica la prospettiva di lungo termine dello sviluppo del mercato. Questo documento si occupa in particolare della sicurezza delle forniture, della concentrazione nel mercato e degli investimenti nelle interconnessioni. La maggioranza del Forum ha sostenuto la validità degli approcci di mercato alla sicurezza della fornitura e allo sviluppo della generazione, in un clima di stabilità delle regole favorevole agli investimenti di lungo termine, soggetto a monitoraggio. Il CEER, invece, dopo aver sottolineato l'importanza del coordinamento tra operatori di rete, dell'*unbundling* e della prevenzione di posizioni dominanti, ha presentato il documento *Principi di controllo regolatorio e remunerazione finanziaria delle infrastrutture*, che è stato accolto favorevolmente dal Forum.

La Commissione europea ha espresso l'intenzione di promuovere l'adozione delle *Linee guida* previste nel regolamento per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, subito dopo la sua entrata in vigore nel luglio 2004. In proposito, sono stati proposti tre Documenti per la consultazione, relativi a:

- la *gestione delle congestioni*, per la quale è necessario integrare e aggiornare le *Linee guida* esistenti, soprattutto riguardo al coordinamento tra gestori di rete, la trasparenza, la massimizzazione della capacità disponibile e il trattamento delle rendite di congestione;
- l'*armonizzazione tariffaria* e i *segnali localizzativi*, per i quali il Forum si è espresso a favore di una progressiva armonizzazione delle componenti G (a carico della generazione) allo scopo di evitare distorsioni nella concorrenza tra produttori, con alcuni partecipanti a favore di un'immediata armonizzazione a livello zero; componenti G specifiche possono essere introdotte quali segnali localizzativi, riflettendo i costi attuali o futuri delle infrastrutture; tuttavia segnali localizzativi di breve e medio termine sono già offerti dalla congestione interna o da quella degli interconnettori;
- il *meccanismo di compensazione tra gestori di rete* successivo all'entrata in

vigore del regolamento 2003/1228/CE, che deve essere basato su una metodologia di costi standard, con analisi dei possibili meccanismi alternativi tramite un database predisposto dai gestori delle reti in base ai flussi del 2003.

Su quest'ultimo punto l'ETSO, l'associazione dei gestori delle reti, ha presentato la proposta per il meccanismo in vigore dall'1 gennaio 2004, che, abolendo la precedente tariffa sulle esportazioni di 0,5 €/MWh, è in linea con il citato regolamento.
Il Forum ha inoltre sottolineato la necessità di un insieme di standard di sicurezza e affidabilità comuni, che i gestori e gli utenti delle reti dovranno osservare, allo scopo di assicurare il funzionamento efficiente e sicuro del sistema interconnesso, oltre che una qualità appropriata dell'offerta di energia elettrica.
L'Unione per il coordinamento della trasmissione di energia (UCTE) sta lavorando a un manuale operativo in proposito, predisposto in collaborazione con i partecipanti al mercato che sarà sottoposto a consultazione pubblica.
Infine il Forum ha assegnato gli incarichi per la prossima sessione.
La settima riunione del Forum di Madrid è iniziata constatando i significativi progressi sulla via dell'apertura del mercato, ottenuti dopo la sesta riunione (ottobre 2002). Tuttavia l'esperienza pratica ha rivelato che importanti ostacoli ancora si frappongono all'entrata di nuovi operatori. I partecipanti al Forum hanno pertanto sottolineato la necessità di rapidi sviluppi su un ampio spettro di questioni connesse con la creazione e l'operatività di un mercato europeo del gas naturale pienamente integrato.
Le principali questioni affrontate nella settima riunione hanno riguardato:

- una versione rivista delle *Guidelines for Good Practice* (GGP2), le *Linee guida* per una buona condotta degli operatori delle reti di trasporto. La Commissione europea ha presentato un'analisi del rispetto della prima versione (GGP1) da parte di ciascun gestore di rete, evidenziando le mancanze ancora riscontrate nonostante i progressi conseguiti nell'ultimo anno. In parte ciò potrebbe essere derivato da una scarsa chiarezza nella definizione delle GGP1. La settima riunione del Forum ha quindi adottato la nuova versione (GGP2) che rappresenta un significativo passo in avanti per le questioni già coperte. Alcune tematiche non affrontate nelle GGP richiedono invece un ulteriore sviluppo, quali il bilanciamento, lo stoccaggio, il calcolo delle capacità disponibili, la trasparenza e le norme relative alla congestione, specie le clausole che prevedono la perdita dei diritti non utilizzati (*use it or lose it*). La Commissione europea e il CEER hanno sottolineato la necessità di una verifica congiunta dell'attuazione delle GGP2 e della nuova Direttiva da parte degli Stati membri e delle Autorità di regolazione. Il CEER è stato incaricato di riferire al prossimo Forum circa l'effettiva applicazione delle GGP2;

- il *calcolo delle capacità disponibili* sulla base di una metodologia proposta dall'associazione dei gestori delle reti (*Gas Transmission Europe*, GTE), di cui il Forum ha preso atto, richiedendo ulteriori sviluppi;
- l'*accesso allo stoccaggio*, per il quale il Forum ha sottolineato la necessità di assicurare condizioni trasparenti e non discriminatorie, in linea con i requisiti della nuova Direttiva. La Commissione europea organizzerà un gruppo di lavoro specifico e preparerà un rapporto sullo stato dell'arte delle condizioni di accesso, nonché una proposta di *Linee guida* di buona condotta per gli operatori dello stoccaggio;
- i *sistemi entry exit*, per i quali sono stati notati progressi nell'applicazione, importanti alla luce della necessità di predisporre tariffe e regole di accesso alle reti idonee allo sviluppo di un mercato concorrenziale del gas. Il CEER ha presentato una rassegna dei principali obiettivi di un sistema tariffario basato sui punti di entrata e uscita, indipendentemente dal percorso seguito (*entry exit*) e un documento sull'importanza dei nodi di interscambio commerciale (*hub*). Il GTE ha proposto un documento sui possibili inconvenienti dei modelli tariffari *entry exit* e il governo tedesco ha descritto gli sviluppi dell'accesso alla rete in Germania. Il Forum è convenuto sulla necessità di ulteriori approfondimenti volti ad assicurare che i prezzi delle transazioni, importanti per più gestori di rete, siano basati sui costi, senza sovrapposizione ingiustificata di tariffe (*pancaking*), e siano semplici sul piano amministrativo;
- l'*interoperabilità*, in relazione alla quale il Forum ha espresso il suo apprezzamento per il lavoro intrapreso da EASEE – Gas (*European Association for the Streamlining of Energy Exchange* – Gas), che è stata invitata a presentare un nuovo piano d'azione e a riferire circa gli ulteriori sviluppi, nonché a formulare raccomandazioni formali in materia di fatturazione e di potere calorifico nell'ambito del prossimo Forum.

Per ulteriori informazioni sui Forum di Firenze e Madrid è possibile consultare le pagine Internet http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm e http://europa.eu.int/comm/energy/gas/index_en.htm.

RAPPORTI CON I PAESI ESTERNI

Rapporti con il Forum dei paesi del Sud-Est europeo

In data 28 giugno 2002 ha avuto luogo ad Atene il primo Forum promosso dalla Commissione europea e volto allo sviluppo di un mercato energetico nella regione balcanica.

Il processo negoziale e decisionale, cosiddetto appunto "processo di Atene", coinvolge tutti gli attori del mercato: la politica, le imprese, gli investitori, i regolatori, i gestori delle reti.

La Commissione europea è impegnata da diversi anni, attraverso il Patto di stabilità per i Balcani, a creare una prospettiva di entrata nell'Unione dei paesi del Sud-Est Europa particolarmente danneggiati dagli eventi bellici.

Un'intesa politica tra un paese dell'Unione europea (Grecia), tre paesi candidati (Bulgaria, Romania, Turchia) e cinque balcanici (Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Macedonia, Serbia e Montenegro) sta procedendo in direzione di un mercato unico elettrico regionale, destinato a estendersi al gas e a integrarsi con quello dell'Unione europea, organizzato secondo criteri analoghi a quelli del mercato elettrico dell'Unione europea. Partecipano all'intesa come osservatori politici Austria, Italia, Moldavia, Slovenia e Ungheria.

Il CEER, proprio a seguito della firma alla fine del 2002 del *Memorandum of Understanding* (con il quale i paesi firmatari si sono impegnati a creare le condizioni per la costituzione di un mercato dell'energia nei Balcani), è stato invitato dalla Commissione europea a istituire un gruppo di lavoro per il Sud-Est Europa composto dai regolatori di Italia, Grecia, Austria, e Francia per il CEER (in prospettiva anche Slovenia e Ungheria) e da quelli del Sud-Est Europa (Romania, Bulgaria, Moldavia, Albania, Turchia, Serbia e Montenegro, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Macedonia, UN-Kosovo). I Presidenti delle Autorità di regolazione di Italia e Grecia sono stati eletti *co-chairmen* del gruppo di lavoro.

Obiettivo principale è quello di promuovere l'adozione con successo dell'*acquis* comunitario nel mercato dell'energia balcanico: istituire un'Autorità indipendente di regolazione, un gestore indipendente di trasmissione della rete, separare le attività di trasmissione e di distribuzione da quelle di produzione e di vendita, creare le condizioni per un accesso di terzi trasparente e non discriminatorio, definire i clienti di un mercato aperto alla concorrenza.

Di particolare importanza, visto il livello di sviluppo tecnologico, finanziario e infrastrutturale di questa regione, è il ruolo giocato dai *Donors* rappresentati da USAID (Agenzia di sviluppo internazionale USA), SEETEC (Agenzia internazionale di sviluppo del Canada), Unione europea e da istituzioni finanziarie internazionali come la *World Bank* e la *European Bank of Reconstruction and Development* (EBRD).

L'Autorità italiana ha avuto un ruolo di particolare importanza nell'organizzazione,

in collaborazione con il Ministero delle attività produttive, del 2° Forum di Atene che si è tenuto a Roma in occasione della *Energy Week* nel marzo 2003. Mentre in data 23 e 24 novembre 2003 si è svolto a Sofia (Bulgaria) il 3° Forum di Atene.
Attraverso le sue conclusioni il Forum ha invitato il CEER a sviluppare un modello standard di *benchmarking* per le Autorità di regolazione, ideare una proposta concreta, collaborare con i gestori di trasmissione dell'area balcanica per creare un meccanismo di compensazione fra essi (*Transmission System Operators* - TSO) e sviluppare un piano di strutturazione del mercato (*Standard Market Design* - SMD).
Inoltre, in occasione di un incontro al fine di pianificare le attività per il 2004 e dare attuazione alla decisone del Forum di estendere al settore del gas il processo di Atene, il CEER ha costituito una *task force ad hoc*, di cui l'Autorità italiana è coordinatrice.
La Commissione europea riceverà dal Consiglio dei ministri dell'Unione europea un mandato al fine di negoziare con i governi dell'area balcanica un trattato, che diventerà giuridicamente vincolante (simile ai Trattati di Maastricht o Amsterdam), entro maggio 2004. Esso prenderà forma sulla base del *Memorandum of Understanding* la cui ultima versione è stata approvata nel dicembre 2003.

Rapporti con i paesi dell'Energy Regulators Regional Association

Ogni anno a Budapest si tiene una conferenza internazionale organizzata dall'Associazione dei regolatori dell'Europa dell'Est, ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), il cui obiettivo principale è quello di confrontare le attività di regolazione fra i paesi dell'Europa dell'Est e dell'Unione europea, e di promuovere nuovi investimenti nei paesi orientali. All'evento partecipano di solito i rappresentanti dei regolatori dei paesi dell'Est Europa e del CEER, gli operatori del mercato energetico, i rappresentanti di società di consulenza e di studi legali internazionali, le banche d'investimento e altri investitori internazionali.
Durante il 2004 alcuni dei paesi che fanno parte di ERRA entreranno nell'Unione europea, per cui probabilmente molte attività verranno trasferite al CEER; tuttavia, l'associazione ERRA, il cui leader è il regolatore ungherese, rappresenterà un importante punto di riferimento per le attività di cooperazione e scambio di informazioni ancora per lungo tempo, soprattutto alla luce del fatto che sia la regione balcanica sia l'Est Europa rappresentano un'area strategica di approvvigionamento per l'Unione europea.

Assistenza tecnica

Durante il 2003 l'Autorità ha concluso la propria collaborazione tecnica con il regolatore del settore energetico della Repubblica Ceca (ERU), nel corso del pro-

getto di gemellaggio amministrativo in ambito PHARE *Strengthening Regulation and Enforcement of Energy Acquis*, avviato in collaborazione con la *Comision Nasional de Energia* della Spagna nell'aprile 2002. L'attività dell'Autorità ha riguardato in particolare la regolazione del settore del gas naturale, comportando un impiego di 10 funzionari e consulenti suoi per un totale di 55 giornate/uomo, spese presso il regolatore ceco a Praga e Jihlava, oltre che una visita di studio di rappresentanti dell'ERU all'Autorità e ad alcune imprese italiane del settore del gas. Il contributo della partecipazione italiana al progetto è stato di oltre 52 000 euro. Il lavoro svolto ha portato a proporre l'applicazione dell'esperienza italiana (illustrata nel corso di alcuni seminari) in materia di regolazione tariffaria, definizione dei Codici di rete, separazione contabile e amministrativa, attribuzione delle licenze, promozione delle fonti rinnovabili, sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale.

È proseguita l'attività del progetto di gemellaggio amministrativo fra il Ministero dell'economia e delle finanze, Dipartimento del tesoro, e l'Autorità di regolazione della Repubblica Lituana *Strengthening of the Energy Market Regulator*, in cui l'Autorità figura quale organo delegato, responsabile delle parti relative alla regolazione di prezzi e tariffe elettriche e del gas e della qualità del servizio. Il progetto ha comportato, fino a dicembre 2003, un totale di 109 giornate di lavoro sul campo, due visite di studio in Italia per un valore di circa 122 000 euro. Particolare rilievo nel progetto hanno avuto l'introduzione nel paese baltico della regolamentazione della qualità del servizio e la prima esperienza di consultazione pubblica preventiva all'emanazione di un provvedimento dell'Autorità di regolazione, in analogia al modello italiano.

Dopo l'assegnazione all'Autorità del progetto di gemellaggio con il regolatore del settore energetico in Turchia *Institutional Strengthening of Energy Market Regulatory Authority*, sono stati definiti i dettagli della collaborazione per la quale l'Autorità intende avvalersi del contributo anche di altre Autorità di regolazione europee. Il progetto avrà una durata di 20 mesi e un valore di circa 980 000 euro. Esso è articolato in tre sezioni che prevedono il trasferimento di conoscenze, un piano integrato di formazione da implementare in loco e l'assistenza tecnica alla ristrutturazione dell'Autorità di regolazione turca.

Pervengono all'Autorità, specie da parte di paesi dell'Europa centro-orientale e del Mediterraneo, numerose altre richieste di collaborazione che non possono essere evase se non in misura minima, dati i prioritari impegni del personale.

Il lavoro necessario alla collaborazione internazionale ha interessato circa l'1 per cento delle risorse di personale dell'Autorità, supportato dall'impiego di alcuni collaboratori esterni in aree non coperte da competenze disponibili. I costi delle collaborazioni non gravano sul bilancio dell'Autorità, poiché interamente rimborsati dalla Commissione europea.

PAGINA BIANCA

3. QUADRO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2003

Sotto il profilo energetico il 2003 ha rappresentato un anno anomalo durante il quale una bassa crescita economica è stata accompagnata da un incremento dei consumi di energia relativamente molto elevato; specificamente, a fronte di un aumento del PIL pari a 0,3 per cento, i consumi di energia primaria sono cresciuti del 2,6 per cento e quelli elettrici del 2,9 per cento. Il sensibile aumento dei consumi è attribuibile a fattori estemporanei, legati essenzialmente al clima invernale ed estivo, e non dipende da modifiche nel modello di sviluppo che difficilmente avrebbero potuto incidere così marcatamente in un solo anno. I rialzi rilevati nel corso del 2003 sono infatti coerenti con l'andamento delle elasticità di lungo periodo dei consumi di energia primaria e di elettricità riscontrabili nel corso degli ultimi due decenni (Fig. 3.1).

L'aumento dei consumi, soprattutto di fonti fossili importate, avvenuto in concomitanza con un sensibile rincaro del prezzo internazionale del greggio quotato in dollari, non ha determinato significative ripercussioni economiche negative, grazie alla svalutazione del dollaro che ha permesso alla fattura petrolifera di calare rispetto al 2002 da 15,5 a 15,2 miliardi di euro nel 2003.

L'evoluzione del settore energetico nel suo complesso viene evidenziata nella tavola 3.1 che confronta il bilancio energetico relativo al 2002 con quello del 2003. La tavola riporta anche la previsione per il 2004, discussa nel successivo punto.

Produzione, importazioni e disponibilità per il consumo interno

La produzione di energia primaria è leggermente aumentata nel 2003, nonostante un ulteriore abbassamento della produzione di gas naturale e degli apporti idroelettrici, grazie al significativo aumento della produzione di greggio per l'entrata a regime dei giacimenti di Val d'Agri. La maggior parte del calo è stata determinata dalla riduzione della produzione di gas naturale. Questa non sembra dipendere tanto dall'esaurimento delle risorse quanto dal crollo degli investimenti in esplorazione e sviluppo a partire dal 2000, al quale hanno contribuito soprattutto i vincoli normativi e la complessità delle procedure autorizzative. Malgrado il calo significativo della produzione idroelettrica, il contributo delle fonti rinnovabili in complesso è comunque leggermente cresciuto per via dell'aumento dell'energia da biomasse e rifiuti e dell'energia eolica.

A fronte del calo della produzione interna, vi è stato un aumento delle importazioni, soprattutto di gas naturale ma anche di carbone, mentre le importazioni di greggio e di semilavorati si sono marginalmente ridotte rispetto agli anni passati. Le importazioni di energia elettrica sono rimaste praticamente immutate dopo i forti aumenti registrati negli ultimi anni. Al netto delle esportazioni, essenzial-

mente di prodotti petroliferi, le importazioni complessive sono aumentate in misura ridotta (meno di un milione di tep) rispetto al 2002. Pertanto, il consistente aumento dei consumi è stato assicurato sostanzialmente mediante prelievo dagli stoccaggi (soprattutto di gas naturale), mentre nel 2002 ha prevalso l'immissione. Complessivamente la disponibilità per il consumo interno è cresciuta di 4,8 Mtep che risultano essenzialmente da un incremento di 5,4 Mtep di gas naturale e di 0,8 Mtep di carbone, contro un calo di 1,6 Mtep per il petrolio e derivati, mentre il contributo delle fonti rinnovabili è rimasto praticamente invariato. I consumi e le perdite del settore energetico si sono ridotti di 0,3 Mtep rispetto al 2002. Tale abbassamento è dovuto soprattutto alla minore attività del settore petrolifero e della cokefazione, mentre i consumi e le perdite del settore elettrico sono aumentati leggermente a causa della maggiore attività di generazione termoelettrica. Nel 2003 l'87 per cento dei consumi e delle perdite del settore energetico è stato determinato dalla generazione elettrica.

Generazione elettrica

Nel settore della generazione elettrica si è registrato un importante aumento degli *input* di gas naturale e di carbone, mentre si è ulteriormente ridotto il consumo di prodotti petroliferi. Nel complesso, per far fronte alla crescita dei fabbisogni in presenza di un calo della generazione idroelettrica e della sostanziale stabilità delle importazioni, è significativamente aumentata la generazione termoelettrica. La generazione idroelettrica è diminuita del 6,4 per cento per effetto della relativamente scarsa piovosità e per le conseguenze del grande caldo estivo che ha prosciugato le acque del Po. Infatti, la necessità di soddisfare in tempi stretti la domanda di acqua per il settore agricolo e per il raffreddamento delle centrali termoelettriche, ha imposto lo svasamento degli invasi alpini senza potere sfruttare appieno il loro potenziale elettrico. La stabilità delle importazioni (aumento dello 0,7 per cento al netto delle esportazioni) è stata determinata da esigenze di sicurezza a seguito del *blackout* del 28 settembre. Infatti, le importazioni negli ultimi tre mesi del 2003 sono mediamente calate del 13 per cento rispetto al 2002, contro un aumento medio del 6 per cento nei primi 9 mesi.

Rispetto a un incremento del 4,7 per cento dell'energia generata, il consumo di fonti fossili per la trasformazione termoelettrica è cresciuto del 3,2 per cento, con un apprezzabile miglioramento del rendimento medio della generazione, passato a 1 962 kcal/kWh rispetto alle 1 991 kcal/kWh del 2002. Ciò è soprattutto dovuto alla sostituzione della generazione a base di olio combustibile con cicli combinati a gas e con altra generazione a base di gas naturale. Il contributo del gas naturale agli *input* della trasformazione termoelettrica è infatti aumentato da 40,2 per cento nel 2002 a 45,8 per cento nel 2003, rispetto a un calo dell'olio combustibile da 39,8 per cento a 32,4 per cento nel medesimo pe-

riodo. La sostituzione dell'olio combustibile è stata determinata anche dai divieti sull'uso di olio combustibile ATZ in vigore a partire dall'1 gennaio 2003, con conseguente crollo dell'utilizzo di questa fonte nel 2003.

Impieghi finali

Il miglioramento del rendimento della trasformazione termoelettrica ha reso possibile il più consistente incremento dei consumi finali rispetto ai consumi di energia primaria tra il 2002 e il 2003 (3,7 contro 2,6 per cento). Nel complesso, nel 2003 gli impieghi di energia negli usi finali hanno quasi raggiunto i 141 Mtep con un aumento di 5,1 Mtep rispetto al 2002 (Tav. 3.2). Sono cresciuti soprattutto i consumi di gas naturale e di elettricità, mentre il rialzo dei consumi di prodotti petroliferi è attribuibile principalmente al settore dei trasporti. In termini assoluti la maggior parte dell'incremento dei consumi finali è avvenuta nel settore domestico e dei servizi per un totale di 3,1 Mtep: un aumento del 7,7 per cento rispetto al 2002. È stato molto forte anche il rialzo nel settore dei trasporti: 1,4 Mtep, o il 3,3 per cento rispetto ai consumi del 2002. In linea con la scarsa crescita dell'economia, è stato invece più contenuto l'aumento dei consumi del settore industriale e dell'agricoltura: 0,4 Mtep, concentrato quasi interamente negli usi non energetici della sintesi chimica.

Nel settore degli usi civili la crescita dei consumi è stata forte soprattutto per il gas naturale che ha visto un aumento superiore a 2 Mtep rispetto al 2002, spinto dalle basse temperature invernali. Motivi climatici collegati con le insolite temperature estive hanno determinato anche per l'energia elettrica un incremento dei consumi più sostenuto che negli anni precedenti: 0,7 Mtep rispetto al 2002. Le più basse temperature invernali hanno causato un leggero aumento dei consumi di gasolio e altri prodotti petroliferi che ha contrastato il lento esodo dal settore civile in atto da molti anni. Nel 2003 il gas naturale rappresentava il 53 per cento dei consumi finali del settore civile, rispetto al 27 per cento dell'energia elettrica e al 17 per cento dei prodotti petroliferi.

Nel settore industriale la struttura dei consumi per fonti finali è rimasta stabile in confronto agli anni passati, anche se con una leggera sostituzione a favore del gas naturale, mentre il consumo di energia elettrica si è fermato ai livelli del 2002 a 11,9 Mtep. È invece aumentato significativamente il consumo di *virgin* nafta e altri prodotti petroliferi per la sintesi chimica.

La crescita dei consumi del settore dei trasporti è avvenuta in concomitanza con la continua forte sostituzione dei motori a benzina nelle autovetture da parte dei motori diesel, in atto oramai da molti anni. Essa viene indotta dal più favorevole trattamento fiscale del gasolio che tende a reprimere anche la diffusione dell'autotrazione a metano, rimasta praticamente invariata dal 2002, nonostante l'aumento consistente del numero di impianti di erogazione. Si può peraltro va-

TAV. 3.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA NEGLI ANNI 2002-2003 E PREVISIONI AL 2004**

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA[A] ELETTRICA	TOTALE
Anno 2002						
Produzione	0,4	12,0	4,8	11,9	0,0	29,1
Importazione	13,6	48,9	107,6	0,5	11,3	181,9
Esportazione	0,1	0,0	21,0	0,0	0,2	21,3
Variazione scorte	-0,3	2,8	0,5	0,0	0,0	3,0
Disponibilità per il consumo interno	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1	186,7
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,5	-5,7	-0,1	-43,7	-51,0
Trasformazione in energia elettrica	-9,2	-18,5	-18,3	-10,9	56,9	0,0
Totale impieghi finali[B]	4,0	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7
Anno 2003						
Produzione	0,6	11,2	5,5	12,1	0,0	29,3
Importazione	14,1	51,2	107,1	0,5	11,3	184,1
Esportazione	0,0	0,0	22,6	0,0	0,1	22,8
Variazione scorte	-0,3	-1,1	0,6	0,0	0,0	-0,8
Disponibilità per il consumo interno	15,0	63,5	89,3	12,5	11,2	191,5
Consumi e perdite del settore energetico	-0,7	-0,5	-5,2	-0,1	-44,2	-50,7
Trasformazione in energia elettrica	-10,3	-21,8	-15,4	-10,6	58,0	0,0
Totale impieghi finali[B]	4,0	41,3	68,7	1,8	25,0	140,8
Anno 2004 (Scenario A)						
Produzione	0,5	10,4	5,5	13,1	0,0	29,5
Importazione	15,7	56,5	101,6	0,5	10,7	185,0
Esportazione	0,1	0,0	20,2	0,0	0,2	20,4
Variazione scorte	0,1	0,7	1,0	0,0	0,0	1,8
Disponibilità per il consumo interno	16,0	66,2	85,9	13,6	10,5	192,2
Consumi e perdite del settore energetico	-0,9	-0,5	-5,7	-0,1	-43,5	-50,8
Trasformazione in energia elettrica	-11,4	-25,2	-10,1	-12,1	58,7	0,0
Totale impieghi finali[B]	3,7	40,5	70,1	1,5	25,7	141,5

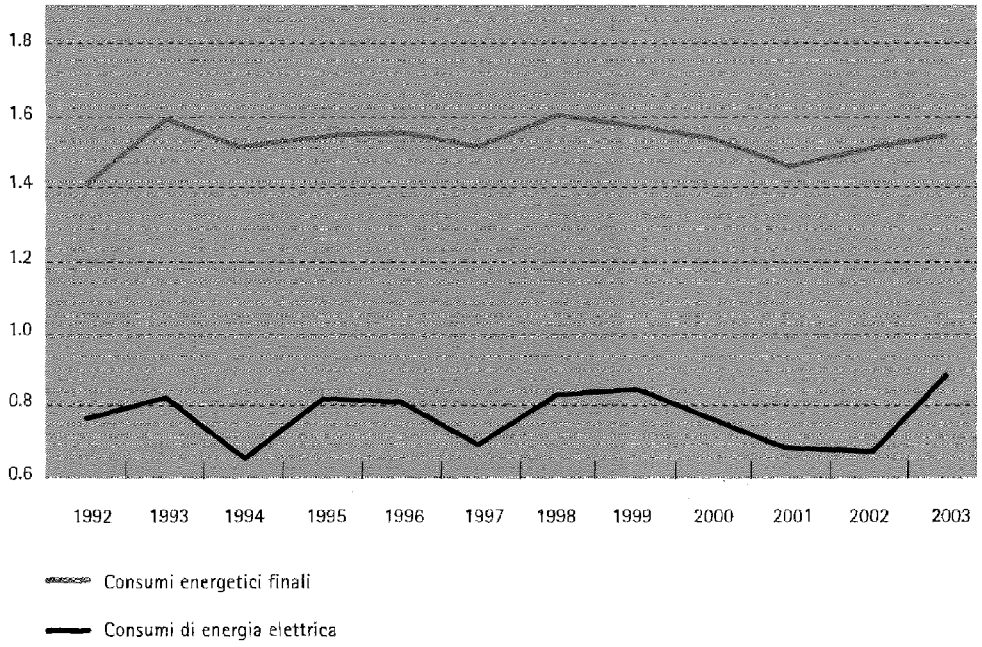
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) e importazioni/esportazioni con l'estero valutate a *input* termoelettrico convenzionale di 2 200 kcal per kWh.
(B) Consumi finali di energia elettrica degli autoproduttori contabilizzati in termini di *input* di combustibili alla generazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive, Ministero dell'economia e delle finanze e GRTN.

lutare che la maggiore efficienza dei motori diesel (mediamente circa il 13 per cento superiore a quella dei motori a benzina) abbia permesso di contenere l'aumento dei consumi complessivi del settore trasporti a circa 0,1 Mtep nel 2003.

FIG. 3.1 **ELASTICITÀ DEI CONSUMI ENERGETICI RISPETTO AL PIL**

Medie mobili decennali(A)



(A) I valori in ciascun anno sono calcolati come rapporto del tasso di crescita decennale dei consumi di energia e del PIL.

Prospettive per il 2004

Le principali incertezze per l'evoluzione dei consumi energetici nel 2004 riguardano la crescita dell'economia, l'andamento meteorologico, il prezzo e la disponibilità del greggio e delle principali fonti di energia.

Le previsioni del Governo dell'autunno 2003, prese come base delle prospettive discusse in questa sezione, assumevano una crescita del PIL dell'1,9 per cento per il 2004. Nelle sue previsioni di ottobre 2003, anche il Fondo monetario internazionale indicava un aumento dell'1,7 per cento; ma successivamente riduceva il pronostico a 1,4 per cento. Vanno segnalate anche le ipotesi più pessimistiche della Banca d'Italia che nel *Bollettino Economico* di marzo 2004 non riteneva probabile una crescita superiore all'1 per cento. Alla base di questo crescente pessimismo è il continuo deterioramento strutturale dell'economia italiana, riassumibile in pochi principali fattori: aumento del costo del lavoro per unità di prodotto, quasi doppio rispetto alla media europea; perdita di competitività nei mercati internazionali, con un netto calo di lungo periodo della quota italiana sulle esportazioni mondiali; diminuzione della produzione industriale rispetto a una sostanziale stabilità a livello europeo.

TAV. 3.2 **IMPIEGHI FINALI DELL'ENERGIA NEGLI ANNI 2002-2003 E PREVISIONI AL 2004**

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA[A]	TOTALE
Anno 2002						
Industria	3,8	16,6	7,0	0,2	11,9	39,5
Trasporti	0,0	0,4	41,4	0,0	0,7	42,5
Usi civili	0,1	21,0	7,2	1,0	11,2	40,5
Agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi energetici	0,1	1,0	5,7	0,0	0,0	6,8
Bunkeraggi	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	3,0
Totale impieghi finali	4,0	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7
Anno 2003						
Industria	3,8	16,8	6,8	0,3	11,9	39,6
Trasporti	0,0	0,4	42,4	0,2	0,8	43,8
Usi civili	0,1	23,1	7,4	1,1	11,9	43,6
Agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
Usi energetici	0,1	0,9	6,2	0,0	0,0	7,2
Bunkeraggi	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	3,3
Totale impieghi finali	4,0	41,3	68,7	1,8	25,0	140,8
Anno 2004						
Industria	3,6	16,9	6,9	0,2	12,1	39,7
Trasporti	0,0	0,4	43,6	0,0	0,8	44,8
Usi civili	0,1	22,1	7,3	1,0	12,3	42,9
Agricoltura	0,0	0,1	2,8	0,2	0,4	3,5
Usi energetici	0,0	1,0	6,0	0,0	0,0	7,1
Bunkeraggi	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	3,5
Totale impieghi finali	3,7	40,5	70,1	1,5	25,7	141,4

(A) Consumi finali di elettricità degli autoproduttori contabilizzati in termini di *input* di combustibili alla generazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive, Ministero dell'economia e delle finanze e GRTN.

Con riferimento al fattore climatico, l'inverno del 2003-2004 è stato abbastanza mite; se gli ultimi mesi dell'anno non saranno eccessivamente freddi si può assumere che la domanda per il riscaldamento ambienti si attesterà sulle dinamiche storiche. All'inizio del 2004, la piovosità dell'inverno 2003-2004, sebbene moderatamente accentuata, sembrava ancora insufficiente per recuperare il deficit creato nell'estate del 2003 con l'utilizzo delle riserve d'acqua per l'irrigazione agricola e per il raffreddamento delle centrali termoelettriche. Infatti, come si può rilevare dalla figura 3.2, a partire dal mese di luglio 2003 l'invaso dei serbatoi è bruscamente diminuito a valori inferiori del 20-30 per cento rispetto all'andamento normale. Analogamente, a partire dal mese di maggio 2003 l'indice di producibilità, che esprime la quantità massima di energia elettrica che gli apporti naturali permetterebbero di produrre o invasare, è stato quasi sempre inferiore a quello del mese corrispondente negli anni precedenti, toccando il minimo nel mese di ottobre anziché tra dicembre e gennaio. Le piogge abbondanti della primavera del 2004 hanno tuttavia ribaltato il bilancio idrico che sembra a questo punto promettere una annata con apporti idroelettrici nella media storica, a meno di una ripetizione della siccità estiva che ha caratterizzato il 2003. Riguardo all'incognita del clima estivo, le valutazioni riportate nello scenario di base (Scenario A) assumono temperature estive nella media degli anni storici. In ogni caso, per quanto riguarda la domanda occorre tenere conto della forte crescita nella dotazione di condizionatori nel settore civile, spinta dal caldo estivo del 2003 e dal timore di un'altra estate torrida, che ha portato all'istallazione di una potenza di raffrescamento di diversi gigawatt. Pare verosimile che tale potenza sosterrà i consumi anche se farà meno caldo, con un incremento che potrebbe raggiungere 1-2 TWh nel corso del 2004.

Per quanto riguarda i prezzi delle fonti di energia, si assume un ritorno a condizioni più normali o comunque tali da non cambiare eccessivamente il modello di sviluppo energetico. Ulteriori incrementi delle quotazioni del greggio potrebbero avere effetti repressivi sulla domanda, soprattutto nel settore dei trasporti, e tenderebbero comunque a ridurre i consumi attraverso una diversa crescita dell'economia. Meno evidente è l'effetto degli aumenti del prezzo sui consumi di energia elettrica e gas in quanto più legati al pubblico servizio o a esigenze ineludibili e in parte attenuati dai ritardi dei meccanismi di indicizzazione. L'elevato prezzo del carbone, praticamente raddoppiato tra l'autunno 2003 e la primavera 2004, non dovrebbe sostanzialmente modificarne la convenienza economica rispetto alle altre fonti utilizzate per la generazione elettrica.

Le previsioni della domanda e dell'offerta di energia in queste ipotesi (Scenario A) sono riportate nelle tavole 3.1 e 3.2. I consumi di energia, sia finale sia primaria, dovrebbero aumentare solo leggermente rispetto al 2003. In particolare, la disponibilità per il consumo interno crescerebbe di 0,7 Mtep, come anche la

domanda per impieghi finali. L'andamento previsto nel comparto dei consumi finali è tuttavia molto diversificato tra settori e fonti.

A fronte dell'aumento relativamente contenuto della domanda finale nel suo complesso, il bilancio riportato nelle tavole evidenzia una crescita significativa dei consumi di derivati del petrolio (1,4 Mtep), essenzialmente nel settore dei trasporti, un continuo forte incremento dei consumi elettrici in tutti i settori (complessivamente, una crescita del 2,9 per cento) e un calo importante nei consumi di gas naturale. Nel complesso aumenta la domanda di energia finale nell'industria e nei trasporti, mentre diminuisce leggermente nel settore degli usi civili, in relazione al clima invernale più mite.

I consumi di elettricità aumenterebbero da 291 TWh nel 2003 a 299 TWh nel 2004 (escludendo l'elettricità autoconsumata dagli autoproduttori). Lo scenario prevede un cambiamento significativo nella composizione delle fonti utilizzate nella generazione elettrica, dovuto soprattutto all'entrata in funzione di numerosi cicli combinati rispetto al 2003. Si tratta di tre impianti di Enel Produzione S.p.A., due impianti di EniPower S.p.A. e un impianto ciascuno di Aem Milano S.p.A., Edipower S.p.A. ed Endesa S.p.A., per una potenza complessiva di oltre 5 GW utilizzata per la produzione di base. Una parte di questa potenza era già entrata in funzione verso la fine del 2003, e sarà disponibile per l'intero 2004. Inoltre, nell'autunno del 2003 si è concessa l'autorizzazione a entrare in funzione a due unità a carbone della Centrale di Fiume Santo di proprietà di Endesa, per una potenza complessiva di 640 MW.

I cicli combinati andranno a sostituire in prevalenza la generazione da impianti a olio combustibile ma anche quella da impianti termoelettrici tradizionali a gas. Complessivamente, l'*input* di petrolio alla generazione elettrica dovrebbe calare da 15,4 Mtep nel 2003 a poco più di 10 Mtep nel 2004, mentre l'*input* di gas naturale aumenterebbe da 21,8 a oltre 25 Mtep. Nello scenario tracciato crescerebbe anche il consumo di carbone da 10,3 a poco più di 11 Mtep. Le ipotesi addotte individuano pure una ripresa della generazione idroelettrica, con un *input* di circa 12 Mtep. Data la rigidità dell'offerta pare difficile che l'avvio della borsa elettrica possa cambiare sostanzialmente la struttura della generazione. Le modifiche individuate porterebbero a un leggero incremento nel rendimento della generazione da 43,1 a 43,8 per cento tra il 2003 e il 2004 (rispetto a 42,7 per cento nel 2002), con un risparmio di circa 1,1 Mtep.

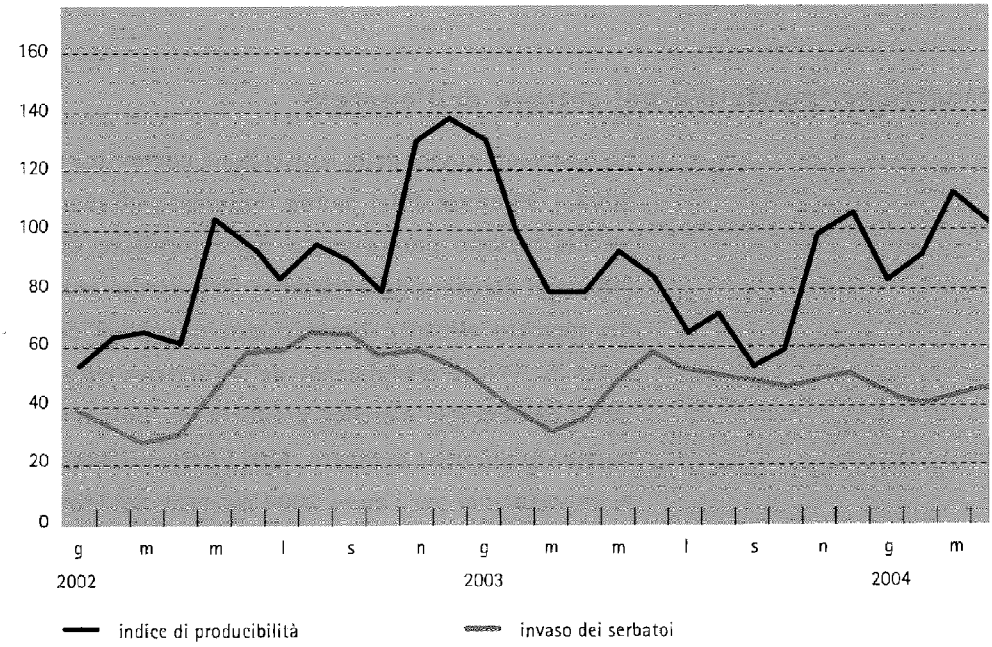
In mancanza di investimenti in esplorazione e sviluppo negli anni passati, è inevitabile un ulteriore calo della produzione nazionale di gas naturale che sommato all'aumento dei consumi nella generazione elettrica e alla diminuzione degli stoccaggi nel 2003 determina un forte incremento delle importazioni a quasi 57 Mtep (circa 69 miliardi di m^3). Assumendo una sostanziale invarianza delle dinamiche che hanno caratterizzato l'esportazione di derivati petroliferi negli ultimi anni e

una produzione di greggio simile a quella del 2003, lo scenario individua un calo di circa 6 Mtep nelle importazioni di petrolio e semilavorati e una riduzione delle importazioni al netto delle esportazioni di derivati di 3 Mtep. L'aumento del consumo di carbone per la generazione elettrica comporta una crescita delle importazioni di circa 1,5 Mtep (2 milioni di t) rispetto al 2003. Le previsioni riportate includono la limitazione delle importazioni di energia elettrica attraverso gli interconnettori dell'arco alpino per esigenze di sicurezza a seguito del *blackout* del 28 settembre, in linea con quanto verificato a partire da ottobre 2003.

L'effetto di condizioni al contorno diverse da quelle indicate nello scenario descritto può essere significativo, anche se non determinante. Nella tavola 3.3 vengono riportati a titolo di esempio i principali risultati di due scenari alternativi che differiscono dallo Scenario A per le ipotesi sulle principali incognite individuate. Lo Scenario B suppone condizioni climatiche nella media storica, ma un contesto di elevati e crescenti prezzi dell'energia, accompagnati da una crescita del PIL più bassa (pari all'1 per cento anziché all'1,9 per cento). Lo Scenario C prende in esame l'ipotesi di una estate torrida, analoga a quella del 2003, in un contesto di sviluppo del PIL conforme a quello dello Scenario A, con prezzi dell'energia nella media del 2003.

FIG. 3.2 **INVASO DEI SERBATOI E INDICE DI PRODUCIBILITÀ IDROELETTRICA 2002-2004**

Valori percentuali



TAV. 3.3 **PREVISIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA NEL 2004 SECONDO DIVERSI SCENARI**

Mtep se non altrimenti indicato

	2002	2003	2004		
			SCENARIO A	SCENARIO B	SCENARIO C
Disponibilità per il consumo interno	186,7	191,5	192,2	188,7	192,3
Domanda finale complessiva	135,7	140,8	141,5	138,6	142,2
Domanda elettrica[A] (TWh)	282,6	290,7	299,3	294,4	303,7
Importazioni nette					
- carbone	13,5	14,1	15,6	15,5	15,9
- gas naturale	48,9	51,2	56,5	55,9	57,2
- petrolio	86,6	84,4	81,4	79,2	80,4
Input alla trasformazione termoelettrica					
- carbone	9,2	10,3	11,4	11,0	11,3
- gas naturale	18,5	21,8	25,2	24,6	25,3
- petrolio	18,3	15,4	10,1	9,9	9,8

(A) Consumi finali di energia elettrica degli autoproduttori contabilizzati in termini di *input* di combustibili alla generazione.

INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Modifiche legislative nel settore dell'energia

Le principali novità della legislazione energetica realizzate nel periodo 30 aprile 2003 – 30 aprile 2004 hanno riguardato gli interventi governativi conseguenti all'interruzione programmata delle forniture di energia elettrica del giugno 2003 e al *blackout* del settembre dello stesso anno; quelli propedeutici all'avvio del mercato elettrico organizzato; nonché il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della Direttiva europea (2001/77/CE) sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili di cui si dà conto nel paragrafo più oltre dedicato. Altri interventi hanno riguardato l'allocazione delle importazioni per l'anno 2004 da parte del Ministero delle attività produttive; il trattamento degli *stranded cost* e della rendita idroelettrica; le aste per l'energia fornita in regime CIP6 e le tariffe agevolate per le imprese con produzioni ad alta intensità energetica localizzate in territori insulari.

Interruzioni programmate delle forniture elettriche e blackout

A seguito sia delle interruzioni programmate delle forniture del servizio elettrico, operate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) il 26 giugno 2003, sia dello squilibrio verificatosi fra potenza richiesta e disponibile, il Governo ha ritenuto opportuno adottare il decreto legge 3 luglio 2003, n. 158, *Disposizioni urgenti per garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza.* Con questo si sono modificati, in via straordinaria per 75 giorni, i limiti per le temperature per gli scarichi termici delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW, in modo tale da permettere a queste ultime di restare in produzione.

Visto il perdurare di condizioni meteorologiche straordinarie e la bassa idraulicità del sistema elettrico, con decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, *Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica*, il Governo interveniva nuovamente per modificare le condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche. In particolare, tale decreto permetteva, su segnalazione del GRTN, il funzionamento sino al 31 dicembre 2004 di centrali termoelettriche con potenza superiore ai 300 MW anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione, pur nel rispetto dei valori massimi di emissione previsti per impianti inferiori ai 500 MW dalla normativa europea.

Anche a seguito del *blackout* del sistema elettrico italiano, verificatosi nella notte fra il 27 e il 28 settembre 2004, nella conversione in legge del decreto n. 239/03, venivano affidate al Governo specifiche deleghe per assicurare il raggiungimento, anche a medio termine, e il mantenimento di condizioni economiche atte a garantire un adeguato livello di capacità di produzione di energia elettrica. In particolare il Governo doveva, entro due mesi, prevedere un sistema competitivo di remunerazione della capacità di produzione nonché interventi di razionalizzazione, unificazione e semplificazione dei procedimenti per la realizzazione delle infrastrutture di rete.

Nei fatti la conversione in legge del suddetto decreto era occasione per legiferare anche in materia di programmazione e pianificazione energetica; venivano infatti inseriti nella legge di conversione interventi da tempo discussi in sede parlamentare nell'ambito del disegno di legge di riordino del settore energetico AS 2421. Oltre a prorogare al 30 giugno 2005 la deroga ai limiti di immissione in atmosfera per la qualità dell'aria previsti dal decreto legge n. 239/03, la legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290, attribuiva ampie deleghe al Governo in materia di:

- riprogrammazione dell'utilizzo di impianti idroelettrici, concentrazione delle manutenzioni e riattivazione di impianti in arresto in lunga durata e incremento della capacità interrompibile allo scopo di ridurre il rischio di distac-

chi di energia elettrica per l'utenza diffusa;
- riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica e successiva privatizzazione nonché garanzie di terziarietà della rete.

In particolare su quest'ultimo punto venivano attribuite al Governo sia la definizione, mediante decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione, di criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, sia la gestione del soggetto risultante da tale unificazione, inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione. La legge n. 290/03 dettava inoltre norme che prevedono l'attribuzione al Ministero delle attività produttive riguardo a:

- gli indirizzi per lo sviluppo delle reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale nonché l'approvazione dei piani di sviluppo annuali predisposti dai gestori di rete;
- i termini del decadimento delle autorizzazioni per la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica nonché di terminali di rigassificazione di GNL nel caso di mancato avvio dei lavori entro dodici mesi;
- la messa fuori servizio, sentito il GRTN, degli impianti di potenza superiore a 10 MW;
- la disponibilità al GRTN degli impianti di pompaggio per la gestione dei transitori e dei picchi di domanda nonché la loro remunerazione, in tale periodo, col prezzo che si viene a formare attraverso il sistema delle offerte;
- l'allocazione delle importazioni precedentemente attribuite dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e per cui la nuova disciplina europea (Direttiva 2003/54/CE) prevede l'attribuzione all'Autorità nazionale di regolazione;
- l'esenzione dell'accesso di terzi alle reti di interconnessione di nuova costruzione, materia già normata da disposizioni dell'Autorità e su cui la nuova disciplina comunitaria richiede procedimenti di autorizzazione specifica a carico dell'Autorità nazionale di regolazione;
- la semplificazione delle autorizzazioni per le reti di trasporto di energia elettrica e per gli impianti di potenza superiore ai 300 MW.

Con decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, *Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica*, il Governo definiva l'esigenza di mettere a punto un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva al fine di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. Tale sistema dovrà essere basato su

meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato minimizzando gli oneri per i consumatori; il GRTN dovrà poi, sulla base di criteri di riferimento definiti entro tre mesi dall'Autorità, strutturare entro i successivi tre mesi una proposta per la disciplina di tale sistema di remunerazione che verrà poi approvata dal Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità, congiuntamente con le attribuzioni di responsabilità al GRTN e al Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME). Il decreto stabilisce anche gli obblighi di verifica e controllo in capo al GRTN, nonché la definizione di un sistema di sanzioni in capo all'Autorità. Sono definite infine nel decreto le disposizioni transitorie in attesa che il sistema di remunerazione predetto entri effettivamente in vigore. Queste prevedono che l'Autorità fissi transitoriamente i corrispettivi di remunerazione per la disponibilità della capacità per le unità di produzione dispacciabili e fruibili nei giorni dell'anno che il GRTN avrà individuato come critici per la copertura della domanda nazionale.

Attuazione del sistema delle offerte del mercato di energia elettrica

I principali atti normativi che hanno permesso l'avvio del sistema organizzato delle offerte di energia elettrica, oltre al sopra citato decreto legislativo n. 379/03, sono: il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 che ha attribuito alla società Acquirente Unico S.p.A. la titolarità delle proprie funzioni a decorrere dall'1 gennaio 2004; il decreto del Ministro delle attività produttive, anch'esso del 19 dicembre 2003, che ha approvato il Testo integrato della disciplina del mercato, nonché la presa in carico del mercato elettrico da parte del GME a decorrere dall'8 gennaio 2004.

Il primo decreto attribuisce all'Acquirente Unico, quale garante della fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, soprattutto le funzioni di previsione della domanda di energia elettrica di questi; definisce inoltre le modalità di approvvigionamento (contratti bilaterali sul mercato libero per una quantità non superiore al 25 per cento della previsione di domanda, partecipazione alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica, alle aste CIP6 e al sistema delle offerte secondo modalità definite dall'Autorità). Lo stesso assegna inoltre all'Acquirente Unico i contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel S.p.A. anteriormente al 19 febbraio 1997 al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso in vigore nel trimestre ottobre-dicembre 2003 e successivi aggiornamenti. All'Acquirente Unico andrà una parte pari al 50 per cento dell'eventuale beneficio nel caso di rinegoziazione dei predetti contratti.

Il decreto di approvazione del Testo integrato della disciplina del mercato e di attribuzione di responsabilità al GME definisce anche la natura e la cadenza delle informazioni sull'andamento del mercato elettrico che lo stesso è tenuto a

garantire per un suo corretto monitoraggio. In particolare il GME trasmette al Ministro delle attività produttive e all'Autorità un rapporto trimestrale sull'andamento del mercato e su eventuali esigenze di modifica alla Disciplina del mercato. Segnala inoltre allo stesso ministro, all'Autorità e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato possibili situazioni anomale che si verifichino sul mercato. Sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità vengono costruiti indici di prezzo per il mercato elettrico a cura del GME e del GRTN; infine l'Autorità è tenuta a definire un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e modalità di monitoraggio dell'andamento dei prezzi di mercato.

Altri interventi

Fra gli altri interventi normativi dell'anno trascorso, ampiamente descritti nel Capitolo 4, si segnalano: il decreto del Ministero delle attività produttive 10 settembre 2003, relativo alla restituzione della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003; il decreto del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2003, che ha definito le modalità di assegnazione della capacità di importazione; i decreti del Ministero delle attività produttive 3 luglio 2003 e 29 gennaio 2004, relativi alle modalità di gestione delle aste di energia elettrica incentivata in regime CIP6 e ritirata dal GRTN e infine il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 6 febbraio 2004 che impartisce all'Autorità specifiche disposizioni per le tariffe agevolate per le imprese con produzioni ad alta intensità energetica localizzate in territori insulari.

Normativa in corso di definizione

Disegno di legge di riordino del settore energetico

È proseguito, nell'anno trascorso, l'iter del disegno di legge AS 2421, *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi*, che dopo l'approvazione della Commissione attività produttive e dell'Assemblea della Camera dei deputati, nel luglio 2003, e quella successiva della Commissione industria del Senato della Repubblica, è in attesa della conclusione del dibattito in Assemblea del Senato, dove si è svolta la discussione generale. Rispetto al testo licenziato dalla Camera, la Commissione industria del Senato ha apportato significative modifiche. All'art. 2 è stato riscritto il comma 1 il quale ora prevede che le attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo (e non più "anche di minerali"), nonché quelle di trasporto e dispacciamento dell'energia e la gestione delle infrastrutture di approvvigionamento siano di interesse pubblico (e non più "libere su tutto

il territorio nazionale"); con la prospettiva che le attività di distribuzione di energia elettrica e gas (non più anche "naturale a rete"), di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi e di trasmissione e dispacciamento "nazionale" di energia elettrica siano attribuire in concessione. All'art. 3 sono state modificate le lettere e) e m) del comma 1 relativo agli obiettivi di politica energetica. L'art. 6 è stato rivisto nelle lettere f), p) e t), affidando allo Stato, anche attraverso l'Autorità, l'adozione di misure a garanzia del consumatore e la definizione degli obblighi minimi di servizio pubblico. È stato anche aggiunto un art. 11-*bis* che modifica il comma 2 dell'art. 1-*ter* della legge n. 290/03, la quale affida al Ministero delle attività produttive l'emanazione degli indirizzi per lo sviluppo delle reti di energia elettrica e non più anche di gas naturale. Si è inoltre modificato il comma 11 dell'art. 15 in materia di compensazioni ambientali e si sono aggiunti altri quattro commi: due di questi prevedono che entro sei mesi dall'entrata in vigore della legge le azioni dell'Acquirente Unico e del GME vengano trasferite al Ministero dell'economia e delle finanze, che a sua volta può cederne quote azionarie purché i soggetti acquirenti non ne controllino (direttamente o indirettamente) più del 10 per cento, lasciando in ogni caso la maggioranza allo stesso ministero. L'art. 16 prevede, al comma 1, che l'Autorità definisca: gli obblighi a carico dei soggetti preposti alla distribuzione o qualora separata, alla vendita di energia elettrica (e non più solo "distributori"), la modifica del comma 2 in materia di teleriscaldamento e certificati verdi, la soppressione del comma 6 sui contratti bilaterali (in quanto confluito nella legge n. 290/03). All'art. 17 è stato soppresso il comma 6 salvando così il comma 5 dell'art. 16 del "decreto Letta". Si è aggiunto un art. 18-*bis* che estende ai tre anni successivi l'anno di immatricolazione del veicolo (purché avvenuta dopo l'1 agosto 1997) il periodo per usufruire dell'agevolazione per l'installazione di impianti a metano o GPL (a favore anche delle persone giuridiche); l'art. 19 è stato modificato al comma 4 estendendo l'istituto dell'autorizzazione anche ai "terminali di rigassificazione di GNL", con l'eliminazione della dizione "a tempo indeterminato". Il comma 2 dell'art. 21 prevede ora che alla scadenza le concessioni per lo stoccaggio di gas naturale vengano affidate secondo procedure di evidenza pubblica, mentre il comma 10-*bis* promuove l'uso del gas naturale nel trasporto pubblico. L'art. 22, comma 2, interviene sul mercato dell'*emission trading* affidando al Ministero delle attività produttive la definizione delle modalità organizzative. L'art. 26, comma 7-*bis*, introduce misure compensative per le zone oggetto di coltivazione di idrocarburi, mentre l'art. 29, comma 1, lettera b), definisce nuovi indici per le concessioni di gas. È stato soppresso l'art. 36 che affida una delega al Governo per l'emanazione di testi unici in materia di energia.

Come si è visto più sopra, la Commissione industria del Senato ha infine provve-

duto a espungere dal testo le parti confluite nel decreto legge n. 239/03, divenuto poi la legge n. 290/03, attinenti la sicurezza del sistema elettrico e l'organizzazione delle reti.
In conseguenza dei ritardi nella calendarizzazione del prosieguo della discussione in Assemblea, nel momento in cui si scrive, il Governo ha annunciato la volontà di porre la fiducia sul provvedimento per accelerarne l'approvazione.

Legge comunitaria 2004

Il 6 febbraio 2004 il Governo ha presentato il disegno di legge AS 2742, *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004*, contenente le disposizioni generali per il conferimento di delega legislativa per l'attuazione delle Direttive europee che richiedono l'introduzione o la modifica di normative nazionali. Esso individua sia le Direttive che necessitano per il recepimento unicamente di correzioni e integrazioni di disposizioni legislative vigenti, per le quali prevede interventi di normazione diretta, sia quelle che richiedono l'introduzione di normative organiche complesse, per le quali prevede criteri generali e specifici per l'esercizio delle deleghe da parte del Governo.
Relativamente al settore energetico il disegno di legge impone al Governo l'emanazione, entro 180 giorni, di decreti legislativi che diano attuazione alle nuove Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE relative al completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. Per tali Direttive il procedimento prevede che il Governo sottoponga schemi di provvedimenti attuativi alle competenti commissioni parlamentari per l'espressione di un parere entro 40 giorni dalla data di trasmissione.
Il disegno di legge detta altresì specifici criteri di delega, all'art. 7, per il recepimento della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra della Unione. Detti criteri prescrivono l'esigenza che si considerino:

- le priorità date nei piani energetici del Governo alla costruzione di nuove centrali e quelle degli effetti della liberalizzazione dei mercati energetici;
- la necessità di verificare *ex ante* i possibili effetti distorsivi sulla concorrenza;
- l'esigenza di assicurare coerenza fra il piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas serra previsto dal Protocollo di Kyoto (delibera CIPE 19 dicembre 2002, n. 123) e il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni per i settori disciplinati dalla Direttiva;
- il valore aggiunto in termini di efficienza economica e ambientale apportato dagli strumenti di programmazione negoziata previsti dalla normativa statale.

È infine introdotto l'obbligo, per i gestori degli impianti, di comunicare, con modalità stabilite con decreto del Ministero dell'ambiente di concerto con il Ministero delle attività produttive, i dati necessari per calcolare le quote di emissione dei gas serra da attribuire.

Fra gli interventi per i quali il disegno di legge prevede invece il recepimento per normazione diretta, nel caso in cui le Direttive europee richiedano unicamente correzioni e integrazioni di disposizioni legislative vigenti, sono l'attuazione delle Direttive 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 (che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e l'elettricità) e 2003/92/CE del Consiglio del 7 ottobre 2003 (che modifica la Direttiva 77/799/CEE sulle norme sul luogo di cessione di gas e di energia elettrica).

Il disegno di legge comunitaria n. 2742 è stato approvato dalla Commissione politiche dell'Unione europea del Senato il 22 aprile 2004 e inviato all'Assemblea per il prosieguo dell'*iter* di approvazione.

Revisione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001

Il meccanismo delineato dai decreti ministeriali 24 aprile 2001 per la promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale si configura come il più innovativo e complesso mai adottato su scala internazionale.

Queste caratteristiche hanno comportato la necessità di tempi più lunghi rispetto a quanto previsto dai decreti stessi per l'analisi e l'approfondimento dei numerosi aspetti tecnici e procedurali connessi con la loro attuazione.

In considerazione di ciò, all'inizio del 2003 è stato avviato dai ministeri competenti[1] un processo di revisione dei decreti, finalizzato a posticiparne l'entrata in vigore secondo tempi compatibili con la definizione della regolazione attuativa e a semplificarne l'attuazione. Gli Uffici dell'Autorità, su richiesta dei competenti Uffici ministeriali, hanno fornito il loro supporto tecnico per l'analisi e la valutazione delle diverse ipotesi di revisione.

Al 30 aprile 2004 gli schemi dei nuovi decreti ministeriali si trovano all'esame della Conferenza unificata dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome.

1 Ministero delle attività produttive e Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio.

Politiche e legislazione energetica regionale e locale

La modifica del Titolo V della Costituzione, attuata con la legge costituzionale del 18 ottobre 2001, n. 3, ha inciso in modo significativo sulla competenza delle Regioni, attribuendo loro un ruolo nuovo e più attivo, pur nel rispetto del sistema normativo nazionale, all'interno del processo di formazione della politica energetica del paese. Il nuovo art. 117 della Costituzione ha, infatti, affidato alle Regioni potestà legislativa concorrente su produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia, lasciando allo Stato il potere di legiferare sui principi generali (sicurezza nazionale, concorrenza, interconnessione delle reti, gestione unificata dei problemi ambientali).

Le Amministrazioni regionali possono ora utilizzare i loro piani energetici come strumenti attraverso i quali predisporre un progetto complessivo di sviluppo dell'intero sistema energetico, coerente con lo sviluppo socioeconomico e produttivo del loro territorio.

Molte sono le regioni nelle quali i piani energetici regionali sono stati approvati almeno da uno degli organi regionali (Piemonte, Lombardia, Toscana, Valle D'Aosta, Trento, Bolzano, Calabria, Lazio, Basilicata, Sardegna ed Emilia Romagna), in tutte le altre sono invece in fase di definizione o di elaborazione.

Alcune Regioni hanno anche trasmesso all'Autorità i loro piani energetici al fine di acquisire osservazioni e suggerimenti. Tra gli obiettivi principali contenuti nei piani merita attenzione la volontà di definire le condizioni idonee allo sviluppo di un sistema energetico, che dia priorità alle fonti rinnovabili e al risparmio di energia come strumenti diretti al raggiungimento di una maggior tutela ambientale. In particolare sono identificate come azioni indispensabili per l'ottenimento di tale obiettivo, dal lato della domanda, l'incentivazione alla riduzione dei consumi finali di energia (attività produttive, usi civili e trasporti) e, dal lato dell'offerta, l'incremento dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza nella trasformazione delle fonti fossili tradizionali in energia elettrica e la promozione dell'innovazione e della ricerca tecnologica (impiego dell'idrogeno e di nuovi combustibili a ridotto impatto ambientale). In sintesi tali piani energetico-ambientali regionali hanno colto le emergenze e le nuove esigenze dettate dalla legislazione nazionale ed europea e rappresentano l'importante impegno delle Regioni per lo sviluppo del sistema energetico e ambientale territoriale, con l'assunzione di una piena responsabilità nell'ambito degli indirizzi nazionali e comunitari.

Da segnalare la legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26, della Regione Lombardia, *Disciplina dei servizi locali d'interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche*, che, oltre a definire l'articolazione delle competenze tra i Comuni, le Province e la Regione, ha posto l'accento sulla necessità di assicurare ai propri

cittadini un'elevata qualità e una massima efficienza nella erogazione dei servizi di pubblica utilità. È questo un aspetto al quale l'Autorità dedica grande attenzione e che presenta la possibilità di collaborare con la Regione stessa al fine di ottenere i risultati attesi salvaguardando l'economicità dei servizi.

Eguale attenzione merita il caso della Regione Sicilia che, con la legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, aveva istituito un tributo ambientale gravante sui proprietari dei gasdotti regionali (art. 6 della legge regionale). L'Autorità era intervenuta in merito segnalando al Parlamento, con la delibera 20 giugno 2002, n. 113, *Segnalazione al Parlamento concernente disposizioni della legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2*, la presenza di profili d'illegittimità dell'art. 6, tali da determinare gravi impedimenti alla realizzazione degli obiettivi di liberalizzazione e apertura del mercato del gas naturale, nazionale e interno europeo, nonché potenziali rilevanti ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

Su tale misura adottata dalla Regione Sicilia è intervenuta di recente la Commissione tributaria provinciale di Palermo che non solo ne ha dichiarato l'illegittimità, ma ha anche disposto la restituzione alla Snam Rete Gas S.p.A. della prima rata già versata alla Regione nell'aprile 2002 (pari a 10,8 milioni di euro). Tale sentenza segue integralmente l'orientamento di Bruxelles di avviare una procedura d'infrazione contro il tributo ambientale in quanto esso si configura come un vero e proprio dazio sull'*import* di metano dall'Algeria.

Da questo quadro emerge pertanto con evidenza quanto sia indispensabile una cooperazione tra centro e periferia che, senza violare lo spirito della riforma, possa favorire lo spirito d'iniziativa regionale, nell'ambito di una fattiva collaborazione tra i diversi livelli di governo.

In questa direzione si sta muovendo l'Autorità che, da un lato, si è posta tra i propri obiettivi quello di curare i rapporti con le Amministrazioni regionali sia direttamente sia attraverso le forme organizzative esistenti e, dall'altro, sta sperimentando una procedura di raccordo che consenta formalmente di acquisire il parere delle Regioni sulle *Linee guida* per la progettazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di risparmio energetico, disciplinate dall'art. 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001.

Recepimento della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili

Con il decreto legislativo n. 387/03 è stata recepita nell'ordinamento italiano la Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

La Direttiva, contestualmente all'individuazione di un obiettivo di sviluppo delle energie rinnovabili per il 2010, in percentuale rispetto al consumo interno lordo dei diversi paesi dell'Unione europea, chiede agli Stati membri l'adozione

di specifici provvedimenti in tema di garanzia d'origine dell'energia rinnovabile, snellimento delle procedure amministrative per le autorizzazioni agli impianti rinnovabili, accesso alla rete e monitoraggio dei progressi in direzione del *target* da parte degli Stati membri.
In relazione a questi temi il decreto prevede che:

- il GRTN sia l'ente incaricato di rilasciare, per produzioni superiori ai 50 MWh/anno, la garanzia d'origine ai produttori rinnovabili che ne facciano richiesta. I certificati d'origine, che non vanno confusi con i certificati verdi, riportano l'ubicazione dell'impianto, la fonte energetica rinnovabile, la tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta o in caso di centrali ibride la produzione imputabile alla sola quota rinnovabile. La certificazione dell'energia rinnovabile è funzionale all'istituzione sia di mercati volontari di acquisto di energia rinnovabile, i cosiddetti *green pricing*, sia di un mercato europeo delle energie rinnovabili in modo tale da evitare doppi conteggi in caso di energia rinnovabile esportata e permettere l'esistenza di un primo livello di reciprocità tra i paesi;
- al fine di accelerare le procedure di autorizzazione, il decreto dispone che gli impianti rinnovabili siano considerati opere di pubblica utilità indifferibili e urgenti. È previsto pertanto il rilascio di un'autorizzazione unica che deve essere concessa dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato entro 180 giorni dalla data della domanda. L'autorizzazione, inoltre, non può essere subordinata a misure di compensazione a favore di regioni e province;
- per quanto riguarda il collegamento alla rete elettrica, il decreto prevede che l'Autorità adotti entro maggio 2004 specifiche direttive relative alle condizioni tecniche ed economiche per l'allacciamento degli impianti rinnovabili a reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV, i cui gestori abbiano obbligo di connessione con terzi. Tali direttive devono essere ispirate al principio di trasparenza attraverso la pubblicazione di standard tecnici, tempi e costi degli allacciamenti.

Il decreto legislativo n. 387/03 oltre ad attuare le prescrizioni della normativa comunitaria interviene sia a regolare gli aspetti del mercato elettrico relativi alle energie rinnovabili rimasti in sospeso nel processo di liberalizzazione, sia a introdurre disposizioni specifiche per le diverse fonti di generazione.
Per quanto riguarda la remunerazione della produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili, il decreto introduce novità nel mercato dei certificati verdi e nelle modalità di remunerazione dell'energia elettrica prodotta.
In relazione al mercato dei certificati verdi è opportuno ricordare tre aspetti significativi.

L'art. 4, comma 1, prevede un incremento della quota d'obbligo dello 0,35 per cento anno per il periodo 2004-2006 rispetto all'originario 2 per cento fissato dal decreto legislativo n. 79/99. Vengono inoltre individuate le scadenze entro le quali saranno aggiornati gli incrementi per i periodi 2007-2009 e 2010-2012. Lo stesso articolo, ai commi 2 e 3, prescrive che l'Autorità applichi sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, ai soggetti inadempienti l'obbligo dei certificati verdi. Con l'art. 4, il decreto n. 387/03 anticipa alcuni provvedimenti contenuti nel disegno di legge AS 2421 nel quale si prevedeva un incremento dell'obbligo dello 0,35 per cento al 2005 e si identificava la sanzione per i soggetti inadempienti pari a una volta e mezzo il valore del certificato verde venduto sul mercato.

L'art. 20, comma 7, stabilisce che la validità dei certificati verdi venga estesa a tre anni invece che a uno solo come originariamente fissato dal decreto legislativo n. 79/99. Tale modifica permette di riallineare la domanda e l'offerta dei certificati verdi su scala temporale. In sostanza, qualora in un anno la domanda di certificati verdi si dovesse rivelare inferiore all'offerta, quelli invenduti, anziché venire annullati, potranno essere collocati sul mercato nei successivi due anni.

Infine il comma 6 dello stesso articolo ipotizza la possibilità di rilasciare per gli impianti a biomassa e a rifiuti certificati verdi per un periodo superiore agli otto anni, come normalmente previsto per le altre fonti di energia rinnovabile.

Per quanto concerne la cessione dell'energia elettrica il decreto prevede che gli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 10 MVA e comunque tutti quelli non programmabili, non diversamente inseriti in qualche meccanismo di incentivazione, vengano remunerati secondo modalità stabilite dall'Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. Gli impianti di potenza superiore ai 10 MVA programmabili parteciperanno alle contrattazioni della borsa elettrica.

Secondo il comma 1 dell'art. 20, sino alla partenza della borsa elettrica e comunque sino al successivo decreto del Ministero delle attività produttive, a decorre dall'1 gennaio 2004 ai produttori di energia rinnovabile con potenza inferiore ai 10 MVA e comunque per impianti non programmabili, verrà corrisposto il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Regimi specifici

Il decreto infine interviene nella regolazione di specifiche tecnologie.

L'art. 7 anticipa l'emanazione di un successivo decreto, da effettuare entro sei mesi, che istituisca meccanismi di incentivazione specifica per l'energia solare. Per l'energia fotovoltaica, in particolare, è prevista l'introduzione di un'incentivazione in conto energia, e dunque non più in conto capitale come originariamente previsto nel progetto "10 000 tetti fotovoltaici", tale da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio.

Per tutti gli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 20 kW è previsto che l'Autorità entro l'agosto 2004 estenda la possibilità di scambio sul posto (già adottata per i soli impianti fotovoltaici con delibera del 13 dicembre 2000, n. 240). Per scambio sul posto si intende la cessione di energia da parte dell'impianto rinnovabile al distributore locale e il ritiro a costo zero per consumi fino agli stessi volumi di energia immessa.

Per le centrali ibride, ovvero quelle che producono energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili, la cui generazione imputabile alla quota rinnovabile sia superiore ad almeno il 50 per cento della produzione dell'impianto, è previsto il riconoscimento della priorità di dispacciamento.

Il decreto inoltre conferma l'inclusione dei rifiuti tra le fonti ammesse al regime riservato alle fonti rinnovabili, pur confermando, secondo le prescrizioni della Direttiva europea, che la quota di energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili non viene classificata come energia rinnovabile. In sostanza, dunque, i rifiuti non biodegradabili avranno accesso al sistema di incentivazione previsto per le fonti rinnovabili sia rispetto alle regole di accesso al mercato, sia rispetto alla facoltà di emettere certificati verdi. Entro giugno 2004 il Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e la Conferenza unificata, emanerà un decreto tramite il quale verranno identificati sia i rifiuti e i combustibili derivati da essi che si possono avvalere di tali privilegi, sia i limiti di emissione dei rispettivi impianti e le modalità con le quali verrà assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti. La normativa europea, infatti, con Direttiva 75/442/CEE, prevede il rispetto di una gerarchia di trattamento dei rifiuti privilegiando il riuso e il riciclaggio alla loro combustione. L'accesso agli incentivi riservati alle fonte rinnovabili rischia, infatti, di sovvertire la convenienza economica in relazione alla gerarchia di trattamento.

Attuazione degli obiettivi di Kyoto

Il 2003 si è rivelato un anno molto significativo riguardo ai progressi per la definizione delle strategie globali per la riduzione delle emissioni climalteranti. Più che sul fronte del Protocollo di Kyoto la cui validità internazionale rimane ancora dubbia in attesa della ratifica da parte della Federazione Russa, l'episodio maggiormente rilevante è stato l'approvazione della Direttiva dell'Unione europea del 13 ottobre 2003, n. 87, 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. Tale Direttiva entra in vigore indipendentemente dalla ratifica a livello internazionale del Protocollo di Kyoto.

Stato di avanzamento della ratifica del Protocollo

Il Protocollo di Kyoto entra in vigore 90 giorni dopo la ratifica da parte di almeno 55 Stati e un numero sufficiente di paesi cosiddetti Annex I (ovvero paesi industrializzati, definiti quali i paesi OECD al 1992, e paesi in economia di transizione) le cui emissioni ammontino come minimo al 55 per cento delle loro emissioni al 1990.

Nei primi mesi del 2004, 121 paesi hanno ratificato il Protocollo, ma raggiungono solamente il 44,2 per cento delle emissioni dei paesi Annex I al 1990. Dopo il ritiro degli Stati Uniti dal Protocollo (2001), la Federazione Russa ha sinora esitato a ratificarlo nonostante le concessioni da parte dell'Unione europea a un ricorso illimitato ai meccanismi flessibili. Del resto l'assenza degli Stati Uniti non permette la creazione di un mercato di crediti di emissione sufficientemente ampio da assorbire la grossa disponibilità da parte della Federazione Russa che, a oggi, a fronte di una diminuzione concordata a Kyoto dell'8 per cento ha già ridotto, per effetto della transizione a economia di mercato, le proprie emissioni del 30 per cento.

Contestualmente alla rinuncia alla ratifica del Protocollo di Kyoto, gli Stati Uniti hanno annunciato una strategia alternativa per il contenimento dei gas serra. Essa si basa sulla riduzione delle emissioni specifiche di gas climalteranti per unità di PIL prodotto, in contrasto con la prescrizione del Protocollo di Kyoto che chiede agli Stati una riduzione percentuale in termini assoluti rispetto alle emissioni del 1990.

Nella strategia statunitense a fronte di uno scenario che proietta al 2010 una minore intensità di emissioni per unità di PIL nella misura del -14 per cento, viene programmato di incrementare tale riduzione del -18 per cento, ovvero si propone di produrre la stessa unità di PIL al 2010 con un volume di emissioni di gas climalteranti del 18 per cento inferiore a quello del 2000.

Nella tavola 3.5 sono riportati i volumi di emissione di CO_2 al 2010 secondo quanto originariamente richiesto dal Protocollo di Kyoto, in base alla strategia elaborata dal Dipartimento di Stato americano e secondo un'ipotesi più prudente di incremento del PIL. Nelle ipotesi alternative le emissioni di gas climalteranti risultano comunque superiori al livello del 1990.

Direttiva europea sull'emission trading

In attesa della ratifica della Federazione Russa l'Unione europea ha deciso di anticipare i tempi del Protocollo approvando nel 2003 la Direttiva 87/2003 che introduce, per alcuni settori, un meccanismo di scambio di crediti di emissione. I settori interessati dalla Direttiva sono: le attività energetiche, compresi gli impianti di generazione elettrica per potenza superiore ai 20 MW (a eccezione degli inceneritori), le raffinerie e i forni a coke, le attività di produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, l'industria dei prodotti minerali (ceramica, vetro,

TAV. 3.4 **STATO DELLA RATIFICA DEL PROTOCOLLO DI KYOTO**

PAESI ANNEX I	EMISSIONI AL 1990 (Gg)	% DI EMISSIONI SUL TOTALE DEI PAESI ANNEX I
Paesi che hanno ratificato il Protocollo		**44,2**
Europa 15	3 326	24,2
EIT	1 030	7,4
Giappone	1 173	8,5
Canada	457	3,3
Altri	104	0,8
Paesi che non hanno ratificato il Protocollo		**55,8**
USA	4 957	36,1
Federazione Russa	2 389	17,4
Australia	289	2,1
Altri	25	0,2

TAV. 3.5 **PROTOCOLLO DI KYOTO NEGLI STATI UNITI E STRATEGIA ALTERNATIVA**

ANDAMENTO EMISSIONI	EMISSIONI AL 1990	EMISSIONI AL 2001	EMISSIONI AL 2010	VAR. % 2010/1990
Scenario Protocollo di Kyoto	4 825	5 755	4 487	-7,0
Strategia alternativa Dipartimento di Stato americano				
- con ipotesi di crescita del PIL al 3,3% nel periodo 1990-2012	4 825	5 755	6 528	35,3
- con ipotesi di crescita del PIL al 2,3% nel periodo 1990-2001 e all'1,5% nel periodo 2002-2012	4 825	5 755	5 479	13,6

cemento), nonché l'industria cartaria. Si tratta, nel complesso, di circa il 40 per cento delle emissioni totali di gas serra dell'Unione europea.

Il principio della Direttiva europea, meglio nota come *emission trading*, da non confondere con l'*emission trading* quale meccanismo flessibile del Protocollo di Kyoto (vedi la *Relazione Annuale* 2003), verte sul fatto che gli Stati nazionali attribuiscano, attraverso un piano di assegnazione nazionale approvato dalla Commissione europea, un numero di permessi di emissione per ciascun impianto

rientrante nelle categorie individuate. Tali permessi faranno riferimento a due periodi: il 2005-2008 e il 2008-2012; durante il primo i permessi saranno assegnati a titolo gratuito e la sanzione per ogni tonnellata di inquinanti emessa in eccesso ai crediti assegnati ed eventualmente acquistati sarà di 40 €; durante il secondo, che coincide con il primo periodo entro il quale gli Stati che hanno ratificato il Protocollo di Kyoto dovranno dimostrare di averne soddisfatto l'obbiettivo, gli Stati nazionali potranno assegnare il 10 per cento dei permessi a pagamento e la sanzione per gli eccessi sarà di 100 € a tonnellata.

È facoltà degli Stati nazionali assegnare a ciascun impianto il numero di permessi di emissione nei due periodi indicati. Gli operatori degli impianti avranno la possibilità di controllare le proprie emissioni per ottemperare agli obblighi del piano nazionale, o riducendo le emissioni degli impianti o acquistando, nel circuito europeo, crediti di emissione eventualmente ottenuti da altri operatori che abbiano ridotto le proprie a un livello inferiore a quello richiesto dai rispettivi piani nazionali di allocazione.

A oggi la Direttiva 87/2003 non prevede l'inserimento nel mercato europeo di crediti di emissione derivanti da progetti di paesi europei in paesi in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism* – CDM) o in paesi in economia di transizione (*Joint Implementation* – JI). Tuttavia è stata presentata in Commissione europea una proposta di Direttiva, detta anche *linking directive*, che permetterà l'utilizzo di crediti di emissione scaturiti da progetti CDM e JI nel calcolo di permessi di emissioni rilasciati col piano di allocazione nazionale ai sensi della Direttiva 87/2003. Ovvero un titolare di impianto soggetto alla Direttiva europea sull'*emission trading* avrà, in questo caso, la facoltà di ottemperare al proprio obbligo nazionale anche investendo in un paese al di fuori dell'Unione europea, in un progetto che determini una riduzione delle emissioni climalteranti.

Piano nazionale di allocazione dei crediti di emissione

Nel marzo 2003 il Ministero dell'ambiente, congiuntamente al Ministero delle attività produttive, ha presentato un Documento per la consultazione relativo al piano di allocazione nazionale dei crediti di emissione. Per il settore termoelettrico si prevede un obiettivo di emissione al 2010 pari a 153,5 Mt CO_2 eq. Tale volume, che rivede lo scenario di riferimento posto pari a 124 Mt CO_2 eq. nella delibera CIPE n. 123/02, corrisponde ai crediti di emissione che dovranno essere assegnati al settore termoelettrico nel 2010. Per il primo periodo di allocazione, 2005-2007, sono state proposte due metodologie di allocazione alternative. Entrambe cercano di minimizzare gli impatti tariffari dell'implementazione della Direttiva sull'*emission trading* nel nostro paese.

L'Autorità ha risposto alla consultazione ministeriale con un Documento i cui tratti salienti sono descritti al Capitolo 8.

RUOLO E COMPETENZE DELL'AUTORITÀ ALLA LUCE DELL'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA

A più di otto anni dalla pubblicazione della legge istitutiva dell'Autorità, si ritiene utile richiamare le sue competenze alla luce dell'evoluzione della normativa comunitaria e nazionale.

L'Autorità, operativa dal 23 aprile 1997, persegue in primo luogo le finalità indicate dalla legge n. 481/95 con cui si vuole "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi. Le finalità indicate dalla legge istituiva devono essere perseguite assicurando "la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, ...". Il sistema tariffario deve inoltre "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

È particolarmente importante che, secondo la legge istitutiva, la tutela dei consumatori venga realizzata il più possibile attraverso lo sviluppo della concorrenza. Questo principio fondamentale spinge l'Autorità a contenere al minimo i vincoli regolamentari, sia nei provvedimenti di propria competenza, sia nell'attività consultiva.

L'Autorità ha competenze in materia di:

- *tariffe*, intese come prezzi massimi al netto degli oneri fiscali e loro aggiornamento con il metodo del *price cap* (ovvero "limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale"). Con lo sviluppo della concorrenza la regolamentazione tariffaria diretta viene tendenzialmente limitata ai segmenti della filiera destinati a rimanere non concorrenziali, specie la trasmissione e la distribuzione, mentre i tetti alle tariffe di fornitura ai clienti finali rivestono carattere temporaneo e scompariranno con il pieno esplicarsi della concorrenza;
- *qualità del servizio*, perseguita tramite la definizione delle direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, dei livelli generali e specifici di qualità dei servizi e dei meccanismi di rimborso automatico agli utenti e consumatori in caso del loro mancato rispetto; oltre che attraverso la vigilanza sul rispetto dei livelli di qualità definiti. I livelli di qualità riguardano aspetti di natura sia contrattuale (come tempestività di intervento e risposta a reclami), sia tecnica (come la continuità dei servizi e la sicurezza);

- *segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato* della sussistenza di ipotesi di violazione delle disposizioni della legge 10 ottobre 1990, n. 287, quali, per esempio, i comportamenti collusivi e gli abusi di posizione dominante. Si tratta di un ruolo di importanza crescente, in parallelo all'allargamento dell'area del mercato;
- *formulazione di osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento* sui servizi da assoggettare a regime di concessione o di autorizzazione; trasmissione di proposte al Ministero delle attività produttive sugli schemi di concessione, convenzione e autorizzazione e sul rinnovo o la modifica di quelli esistenti;
- *emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa* delle diverse fasi dei servizi dell'energia elettrica e del gas. La separazione risponde agli obiettivi sia di trasparenza e omogeneità dei bilanci dei soggetti giuridici operanti nei settori regolati, sia di verifica dei costi delle singole prestazioni, così da assicurare la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta al fine di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza;
- *verifica e controllo delle condizioni di svolgimento dei servizi*, con poteri di acquisizione della documentazione, di ispezione, accesso e sanzione, determinando i casi di indennizzo da parte dei soggetti esercenti nei confronti di utenti e consumatori;
- *valutazione di reclami, istanze e segnalazioni* presentate dagli utenti e dai consumatori, singoli o associati, imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di erogazione dei servizi;
- *gestione di procedure di conciliazione e arbitrato* in merito a controversie che insorgano tra utenti e soggetti esercenti;
- *diffusione e pubblicizzazione di conoscenze relative alle condizioni di erogazione dei servizi* al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali.

Sin dall'avvio della sua operatività, l'Autorità ha concentrato la propria azione sull'assolvimento dei compiti a essa assegnati dalla legge istitutiva, integrandoli e armonizzandoli con i processi di liberalizzazione avviati nel contempo in Italia su impulso delle Direttive europee per l'attuazione di un mercato unico dell'elettricità e del gas.

Nel marzo del 1999, a quasi quarant'anni dalla nazionalizzazione elettrica, il Governo, su delega parlamentare, avviava la liberalizzazione del settore sulla base dei criteri definiti dalla Direttiva europea 96/92/CE. Nel maggio del 2000 un secondo decreto legislativo trasponeva la Direttiva 98/30/CE, indicando le tappe dell'apertura del mercato del gas naturale.

Entrambi gli atti di liberalizzazione (il decreto legislativo n. 79/99 relativo al mercato elettrico e il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, per il gas naturale) attribuiscono all'Autorità compiti aggiuntivi rispetto a quelli indicati dalla legge n. 481/95, approvata prima ancora delle Direttive europee. Tali competenze, di natura tecnica ed economica, conferiscono all'Autorità in alcuni casi poteri decisionali diretti, in altri poteri di natura consultiva o propositiva rispetto a decisioni in capo al Ministero delle attività produttive. In ogni caso l'attuazione della liberalizzazione nei due settori riflette un equilibrato rapporto di collaborazione fra gli uffici delle due istituzioni.

La demarcazione tra attività più propriamente di vendita e attività di rete enfatizza l'elemento finalistico che orienta i principi dettati dai decreti di liberalizzazione governanti dette attività, ossia la tutela e la promozione della concorrenza nei settori liberalizzati.

Sotto tale prospettiva, relativamente all'accesso alle infrastrutture di rete, com'è noto, i decreti legislativi hanno optato per un sistema di accesso regolato, mediante la definizione da parte del regolatore delle relative condizioni tecnico-economiche.

Per quanto riguarda le attività di vendita, invece, i decreti di liberalizzazione, sebbene da un lato rimettano all'autonomia negoziale delle parti la libera determinazione delle condizioni economiche dei rapporti commerciali che le attività di vendita originano, dall'altro lato, tuttavia, sottopongono anche tali attività alla potestà regolamentare dell'Autorità.

Le facoltà normative riconosciute all'Autorità anche con riferimento alle attività di vendita, consentono alla medesima, allo scopo di perseguire i valori generali della promozione e della tutela della concorrenza (in considerazione delle specifiche esigenze di tutela che emergono in relazione al singolo momento storico), di incidere sulle modalità di svolgimento di dette attività, potendo a tal fine disciplinarne le condizioni minimali.

Come più dettagliatamente illustrato al Capitolo 2, il 26 giugno 2003 sono state approvate le nuove Direttive europee relative al mercato interno dell'elettricità e del gas, rispettivamente la 2003/54/CE e la 2003/55/CE.

Le nuove Direttive, complessivamente, hanno consolidato a livello comunitario (legittimandolo ulteriormente) un modello di regolazione che nei suoi tratti essenziali è già stato attuato in Italia in parte dai citati decreti di liberalizzazione e in parte dall'intensa attività normativa e provvedimentale svolta dall'Autorità. In particolare, la scelta operata sul modello di regolazione indipendente, quella adottata in favore della separazione societaria dei gestori di rete e di distribuzione, nonché della separazione contabile, e infine l'adozione di un modello di accesso regolato alle reti rispondono tutte fedelmente al dettato delle nuove Direttive. Per entrambe è stata prevista la generale distinzione tra disposizioni di natura

"quantitativa", concernenti i tempi ipotizzati per la completa apertura del mercato, e disposizioni di natura "qualitativa", relative agli obblighi di servizio pubblico e alla tutela dei consumatori, alla separazione dell'attività di trasmissione e di distribuzione, all'istituzione di Autorità nazionali di regolazione e all'accesso alla rete da parte di terzi.

Mentre le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE si limitavano a consentire l'adozione del modello di regolazione indipendente, le Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE giungono addirittura a imporlo, quanto meno nei suoi tratti essenziali.

Risultano così resi indisponibili, per effetto di una scelta consumata a livello comunitario e come tale capace di vincolare il legislatore nazionale, sia la struttura (cioè, l'Autorità nazionale indipendente di regolazione) sia le funzioni (quantomeno quelle indicate nelle nuove Direttive).

Ma le nuove Direttive si prestano a un'altra considerazione. Nelle loro previsioni, che in modo così dettagliato impongono una crescita delle funzioni del regolatore, esse rappresentano forse la prova più evidente della inconsistenza dell'assunto che pretende una riduzione della funzione della regolazione indipendente in corrispondenza della progressiva apertura dei mercati alla competizione. Se, rispettivamente a sei o otto anni dalle direttive comunitarie settoriali, anche in presenza di significativi casi di avvio dei processi di liberalizzazione, il legislatore comunitario avverte l'esigenza di attribuire alle Autorità di regolazione sempre più pervasive funzioni, che come si è visto vanno ben al di là dei poteri arbitrali o di risoluzione delle controversie, è evidente che non c'è alcuna corrispondenza tra creazione di un mercato aperto e contendibile e assottigliamento dei poteri di regolazione. A una fase in cui questi si sviluppano lungo la riscrittura delle regole di accesso e di comportamento degli operatori ("regolazione in senso stretto"), ne subentra un'altra in cui, se tale imposizione di regole è sempre necessaria, a essa si accompagna l'esigenza di tenuta e di stabilità del quadro regolatorio (funzione di "garanzia"); il regolatore settoriale agisce così con poteri di amministrazione attiva, soprattutto ispettivi e di controllo, oltre che di attivazione della leva sanzionatoria.

Complessivamente, dalla lettura delle nuove Direttive si evince facilmente che il quadro normativo nazionale di settore si colloca nella scia di una completa attuazione di tutti gli elementi fondamentali delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE tanto da avere anticipato, almeno nei loro tratti essenziali, la gran parte delle novità introdotte dalle nuove Direttive. Infatti, la scelta operata sul modello di regolazione indipendente, quella adottata in favore della separazione societaria dei gestori di rete e di distribuzione, nonché della separazione contabile, l'adozione di un modello di accesso regolato alle reti derogato nell'ipotesi di realizzazione di nuove infrastrutture che consentano l'accesso, rispondono fedelmente al dettato delle nuove Direttive.

Sempre in data 26 giugno, con il nuovo regolamento (2003/1228/CE) relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, sono state definite le condizioni per rafforzare la concorrenza nel mercato interno tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali. Ciò implica la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

Altre competenze dell'Autorità vengono individuate in seguito al regolamento sui transiti transfrontalieri, in particolare per ciò che concerne l'approvazione di standard operativi e di pianificazione (inclusi gli schemi per calcolare la capacità totale di trasporto), le decisioni su esenzioni riguardanti le regole di accesso per i nuovi investimenti e la possibilità di assicurare la conformità delle *Linee guida* con le nuove Direttive.

Sezione 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

ATTIVITÀ DI INDAGINE, CONTROLLO E SANZIONE

PAGINA BIANCA

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

EVOLUZIONE DEL SETTORE NEL 2003

Il settore elettrico ha attraversato, lo scorso anno, il periodo più difficile da quando nel 1996 il nostro paese ha intrapreso il complesso percorso della liberalizzazione.

Tali difficoltà sono state determinate non tanto dal processo di definizione delle nuove regole, quanto dal sovrapporsi di precise circostanze eccezionali alle debolezze strutturali del settore elettrico italiano.

L'incremento della domanda di energia elettrica degli ultimi anni, particolarmente sostenuto se confrontato con l'andamento dell'attività economica e maggiormente concentrato nelle ore estive con una dinamica superiore alle previsioni, ha messo sotto pressione il settore in una fase particolarmente delicata del processo di rinnovamento del parco impianti.

Alle problematiche strutturali del settore – presenza di un operatore dominante, oneroso regime di incentivazione CIP6, dipendenza dalle importazioni – si sono andati a sommare eventi congiunturali particolarmente sfavorevoli quali: gli alti prezzi dei combustibili fossili sui mercati internazionali, l'indisponibilità di porzioni rilevanti del parco impianti impegnate nei lavori di riconversione e la scarsa idraulicità. Le alte temperature dell'estate 2003 hanno ulteriormente aggravato la situazione determinando un incremento aggiuntivo della domanda nelle ore di punta e una diminuzione della disponibilità di offerta sia da impianti idroelettrici sia da impianti termoelettrici.

La concomitanza di questi eventi ha determinato, come effetto più visibile, le interruzioni del servizio di cui il nostro paese è stato oggetto nel mese di giugno 2003.

Contestualmente a questo periodo di emergenza, il settore elettrico ha compiuto diverse tappe nel percorso di transizione da un assetto verticalmente integrato a un sistema liberalizzato, almeno per quelle attività che non presentano caratteristiche di monopolio naturale.

Una novità fondamentale ha riguardato l'avvio, per quanto in forma transitoria, della borsa elettrica quale strumento indispensabile per introdurre, a livello della produzione, un criterio di selezione degli impianti in base a meccanismi di mercato. Sino a oggi, infatti, nonostante l'attività di produzione fosse libera ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il prezzo di generazione era ancora definito in via amministrativa.

Con l'avvio del mercato elettrico dall'1 aprile 2004 è venuto meno da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di definizione del costo di generazione, ora demandato al sistema delle offerte competitive di mercato. In altre parole, è diminuita la necessità di controllo da parte dell'Autorità sul prezzo di generazione dell'energia elettrica che, grazie alla concorrenza tra gli ope-

ratori nella borsa, dovrebbe assestarsi su livelli maggiormente corrispondenti al reale costo di generazione.

Tuttavia, la piena operatività della borsa elettrica da un lato ha richiesto un periodo di transizione che ha caratterizzato il 2003 e i primi mesi del 2004, dall'altro è coincisa con una congiuntura particolarmente sfavorevole dei fondamentali del settore elettrico.

,Le interruzioni del servizio del 26 giugno e del 28 settembre 2003, descritte nel Capitolo 3, hanno evidenziato in maniera drammatica, in due momenti completamente differenti tra loro in termini di domanda, gli aspetti di maggiore fragilità del sistema elettrico nazionale e hanno imposto un'attività di regolazione del settore elettrico parallela a quella di completamento del processo di liberalizzazione, ma altrettanto urgente.

L'interruzione programmata di giugno è avvenuta in un momento di alta domanda estiva, un fenomeno resosi particolarmente evidente negli ultimi anni, con il quale la capacità produttiva nazionale non è stata in grado di tenere il passo; l'interruzione di settembre, al contrario, determinata da un evento naturale che ha interrotto gli approvvigionamenti con l'estero, ha dimostrato un'insufficiente capacità di garanzia di riserva nel territorio nazionale anche in momenti di bassa domanda. Su entrambi gli episodi, l'Autorità ha ritenuto doveroso aprire due indagini conoscitive propedeutiche all'accertamento di responsabilità dei diversi operatori del settore per definire i comportamenti che possono aver determinato, o non efficacemente contrastato, il verificarsi delle interruzioni.

In questo contesto, l'attività di regolazione ha dovuto necessariamente conciliare quelle che sono le sue funzioni istituzionali, delineate nella legge istitutiva del 14 novembre 1995, n. 481, con le necessità contingenti del sistema; perciò, nei diversi segmenti del settore elettrico, è stato opportuno introdurre, seguendo le *Linee guida* definite dal Ministero delle attività produttive, provvedimenti in grado di gestire l'emergenza nel breve termine e normalizzare il settore nel lungo termine.

In particolare, sul lato della produzione è stato introdotto un sistema provvisorio di remunerazione della capacità produttiva (*capacity payment*) cercando di non gravare sulle tariffe finali dei consumatori già sotto pressione a causa dell'incremento dei costi di approvvigionamento dei combustibili.

Sul lato della domanda si è ritenuto opportuno razionalizzare il servizio di interrompibilità. È stata individuata, su richiesta espressa della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) con lettera del 16 dicembre 2003, una potenza di 1 750 MW interrompibile senza preavviso e ulteriori 1 750 MW interrompibili con preavviso; è stata quindi introdotta una remunerazione per i clienti finali in grado di fornire tale servizio.

Sul lungo periodo, le criticità associate al tema della sicurezza hanno reso necessario sviluppare una regolazione in grado di favorire gli investimenti. Con la

definizione delle disposizioni per il periodo regolatorio 2004-2007 e l'approvazione del nuovo Testo integrato, sono stati introdotti incentivi agli investimenti nel settore della trasmissione e della distribuzione aumentando il tasso di remunerazione del capitale investito e introducendo, per i nuovi investimenti nella rete di trasmissione nazionale, un ulteriore incremento del 2 per cento rispetto al tasso base. Tale provvedimento, per mantenere un equilibrio tra le esigenze degli investimenti nel settore e il livello della tariffa elettrica, è stato compensato, in termini di costi, ricorrendo ai recuperi di produttività e di efficienza e adeguando la vita utile delle infrastrutture riconosciuta ai fini tariffari.

Grazie al ricorso ai contratti bilaterali, ai contratti d'importazione, alle forniture dell'energia CIP6 e ai contratti per differenze, la società Acquirente Unico S.p.A.ha affrancato oltre il 60 per cento delle proprie forniture a un livello stabilito con le modalità vigenti nel precedente periodo regolatorio. Questo provvedimento è risultato necessario in questa fase di transizione in attesa che lo sviluppo del settore elettrico, e in particolare l'entrata in servizio di nuovi impianti, permetta una dinamica di formazione del prezzo nella borsa elettrica più rispondente ai reali costi di produzione e meno influenzata dalle strategie dell'operatore dominante.

La fase di transizione sta producendo una profonda modifica dell'assetto funzionale del mercato e per comprenderne le fasi evolutive diventa fondamentale analizzare le relazioni tra i soggetti istituzionali e gli *stakeholders*. Nei grafici seguenti è rappresentata la struttura attuale del sistema elettrico italiano e sono evidenziate, nel primo, le relazioni economiche tra i diversi segmenti della filiera elettrica, nel secondo, le relazioni funzionali tra questi e gli attori istituzionali. I grafici permettono di fornire una chiave di lettura per l'intero Capitolo.

Nella prima parte del Capitolo viene esposto il dettaglio degli approvvigionamenti di energia elettrica del paese, redigendo per ciascuna voce il bilancio del 2003. Verranno in particolare indicati: i dati relativi alla generazione convenzionale specificando la struttura del mercato elettrico una volta completato il processo di dismissione degli impianti Enel S.p.A; i dati relativi alla generazione da fonti rinnovabili specificandone l'eventuale meccanismo di incentivazione; i dati relativi ai ritiri obbligati da parte del GRTN e infine i dati relativi alla struttura delle importazioni. Nella seconda parte sono descritti il mercato elettrico e le sue istituzioni evidenziando le azioni dell'Autorità finalizzate al suo funzionamento. La terza parte è dedicata alle attività regolate: trasmissione, dispacciamento, distribuzione, misura e vendita al mercato vincolato. Infine, vengono descritti l'andamento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica nel 2003 e nei primi mesi del 2004, nonché gli oneri di sistema.

Il diagramma dei flussi funzionali ed economici fornisce una schematizzazione del settore elettrico la cui legislazione rilevante è coordinata dal Ministero delle attività produttive e la cui regolazione, sulla base delle *Linee guida* pronunciate

dallo stesso ministero, è demandata all'Autorità.

Il segmento degli approvvigionamenti rifornisce il mercato libero e, tramite l'Acquirente Unico, il mercato vincolato attraverso la partecipazione alla borsa elettrica o la conclusione di contratti bilaterali. Per l'energia d'importazione e per l'energia CIP6 ritirata dal GRTN, il Ministero delle attività produttive ha previsto una modalità di cessione estranea alla borsa elettrica basata su un criterio di assegnazione di tipo pro-quota.

Nel settore della generazione è possibile identificare delle categorie che partecipano in maniera differente al mercato elettrico in termini sia di priorità di dispacciamento sia di valorizzazione dell'energia.

In particolare, il decreto legislativo n.79/99 ha previsto la garanzia di priorità di dispacciamento per gli impianti indispensabili alla sicurezza nazionale, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per gli impianti qualificati come cogenerativi, nonché per gli impianti CIP6.

Questi ultimi cedono la propria produzione direttamente al GRTN che corrisponde loro la tariffa CIP6 annualmente aggiornata dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE). Le risorse necessarie alla remunerazione degli impianti CIP6, superiori ai ricavi della cessione della loro energia al mercato, vengono raccolte dalla CCSE grazie all'introduzione, in tariffa elettrica, della componente A3, parte degli oneri di sistema.

Per i soli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 10 MW e per tutti quelli non programmabili, il comma 1 dell'art. 20 e il comma 3, dell'art. 13, del decreto 29 dicembre 2003, n. 387, prevedono, provvisoriamente, una remunerazione pari al prezzo all'ingrosso definito dall'Autorità e, a regime, una remunerazione stabilita dall'Autorità facendo riferimento a condizioni di mercato.

Infine la generazione da impianti cogenerativi e da fonte rinnovabile sia nazionale sia d'importazione beneficia dell'esenzione dal pagamento dei certificati verdi. Grazie a questa prerogativa, nel nuovo assetto di mercato, tali volumi di energia percepiranno un incentivo indiretto pari al costo evitato di soddisfacimento all'obbligo. Il beneficio, per i soli impianti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999, si somma al riconoscimento dei certificati verdi.

Per quanto riguarda la struttura del mercato elettrico, questa è composta da: la società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) che organizza e gestisce il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento, sui quali pervengono le offerte orarie di generazione degli operatori abilitati; il GRTN che gestisce e organizza il mercato dei servizi di dispacciamento; gli operatori del mercato libero, clienti finali o grossisiti e l'Acquirente Unico che provvede all'approvvigionamento dei clienti vincolati. I regolamenti dei mercati nonché le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sono approvati dal Ministero delle attività produttive che demanda all'Autorità funzioni di regolazione specifica quali

FIG. 4.1 DIAGRAMMA DEI FLUSSI ECONOMICI DEL SETTORE ELETTRICO NEL 2003

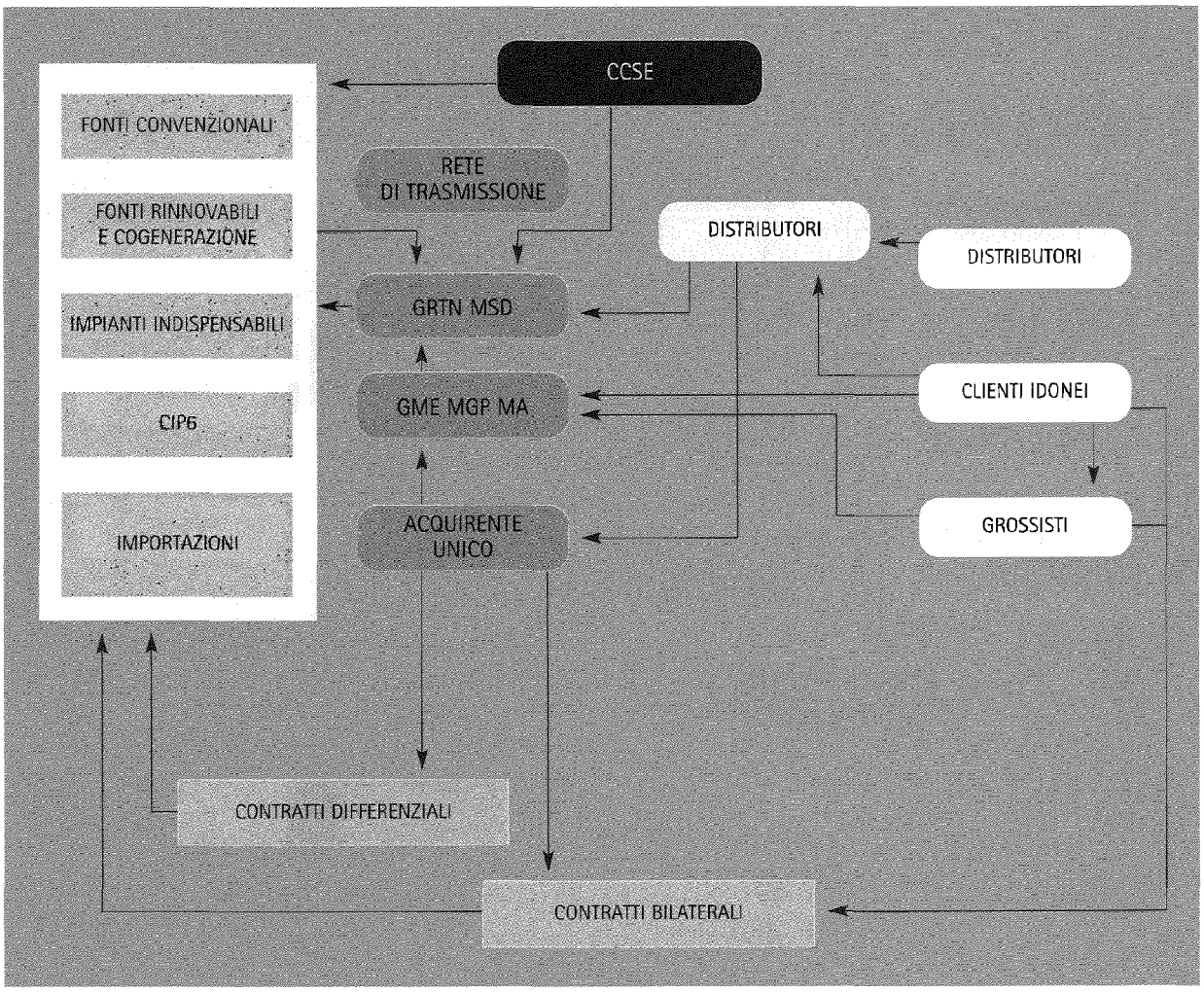
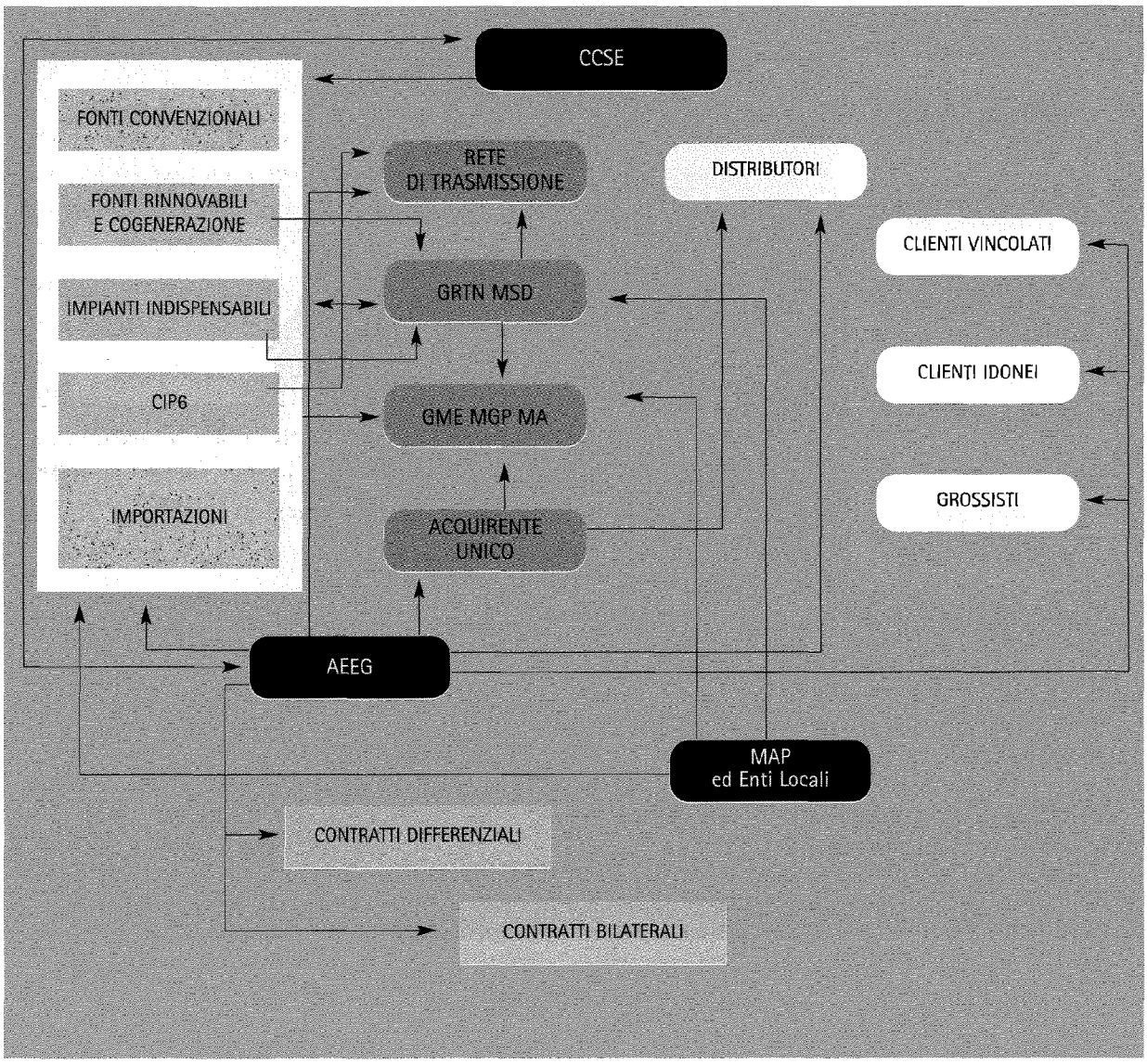


FIG. 4.1 BIS **DIAGRAMMA DEI FLUSSI FUNZIONALI DEL SETTORE ELETTRICO NEL 2003**



il monitoraggio del mercato e la definizione dei contratti dell'Acquirente Unico. I clienti finali idonei e l'Acquirente Unico, pertanto, hanno quattro principali fonti di approvvigionamento: attraverso la partecipazione diretta al mercato elettrico, attraverso la stipula di contratti bilaterali, attraverso la partecipazione alle assegnazioni di capacità CIP6 o di capacità di importazione. Il rischio della volatilità dei prezzi sulla borsa elettrica può essere attenuato attraverso il ricor-

so a contratti per differenza simili, nella sostanza, a quelli bilaterali. I contratti per differenza consistono in un accordo preliminare di prezzo tra il fornitore e l'acquirente indipendentemente dagli esiti della borsa elettrica; a seguito di un prezzo di borsa superiore a quello contrattuale, il produttore restituirà all'acquirente la differenza rispetto al prezzo concordato e viceversa in caso di prezzo di borsa inferiore a quello prestabilito.

L'Acquirente Unico presiede all'approvvigionamento dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, diventando in tal modo operatore nel mercato elettrico e controparte nei contratti bilaterali e per differenze nonché nelle assegnazioni di capacità d'importazione e CIP6. I distributori acquistano dall'Acquirente Unico l'energia elettrica al costo medio di approvvigionamento e la rivendono ai clienti vincolati sulla base delle componenti tariffarie istituite dall'Autorità. Tutti i clienti, vincolati e idonei, pagano al GRTN, attraverso componenti tariffarie apposite, i servizi di trasmissione. I clienti idonei pagano inoltre al GRTN i corrispettivi di dispacciamento (corrispettivi di sbilanciamento, corrispettivi a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, corrispettivi per la remunerazione della capacità produttiva ecc.).

All'Autorità compete il ruolo di:

- monitoraggio dei mercati liberalizzati;
- regolazione delle attività che godono di un regime di esclusiva quali la trasmissione e la distribuzione, in virtù della loro natura di monopolio naturale;
- regolazione di settori potenzialmente liberi come la misura ma che richiedono in questa fase meccanismi di tutela dei clienti finali;
- regolazione della vendita al mercato vincolato.

Inoltre l'Autorità provvede all'inclusione in tariffa elettrica degli oneri generali di sistema le cui risorse sono trasferite alla CCSE e da questa al settore di competenza.

CARATTERISTICHE STRUTTURALI DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA

Struttura della produzione nazionale di energia elettrica

Il fabbisogno di energia elettrica nel 2003 ha fatto registrare un incremento del 2,9 per cento rispetto al 2002, assestandosi a 319 TWh. Dopo anni in cui l'aumento dei consumi è stato coperto anche grazie a un maggiore ricorso alle importazioni, la produzione nazionale ha registrato un aumento del 3 per cento, dovuto in parte ai provvedimenti che, all'indomani dei distacchi programmati del 26 giugno 2003, sono stati adottati per ripristinare e garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza.

Le importazioni, per la prima volta dal 1996, hanno mostrato una leggera diminuzione (-0,1 per cento), mentre il saldo estero, a causa di una diminuzione delle esportazioni, è comunque cresciuto, se pur in maniera molto modesta (0,7 per cento).

In termini di produzione nazionale, per il secondo anno consecutivo, si è assistito a uno sviluppo marcato dalla generazione termoelettrica (4,3 per cento) e a una ulteriore riduzione della generazione idroelettrica (-6,4 per cento), che nel 2003, a causa di un andamento idrologico particolarmente negativo, ha fatto registrare il valore più basso dal 1990. In costante aumento le altri fonti rinnovabili che, pur su volumi ancora contenuti, sono cresciute del 17,6 per cento rispetto all'anno scorso.

Nello specifico della generazione termoelettrica sono aumentati i consumi di combustibili solidi (12 per cento) e di gas naturale (15 per cento) mentre si è verificato un forte calo di quelli dei prodotti petroliferi il cui aumento nel 2002, rispetto al 2001, era influenzato da situazioni contingenti legate alla disponibilità degli impianti. L'incremento della generazione a carbone è determinato sia dai favorevoli prezzi relativi di questa fonte rispetto agli altri combustibili nel 2003, sia dall'aumento della capacità produttiva conseguita dalle società di produzione a seguito di lavori di ambientalizzazione e di accordi locali per l'impiego di combustibili solidi. La salita dei consumi di gas naturale origina invece dall'entrata in esercizio di nuovi cicli combinati e dall'incremento di impiego orario degli impianti, chiamati a produrre per compensare la carente produzione idroelettrica e la crescente domanda di energia elettrica.

La stagionalità dei consumi è fortemente cambiata negli ultimi anni e nel 2003 per la prima volta la domanda alla punta nel periodo estivo (53 105 MW) ha superato quella del periodo invernale dell'anno precedente (52 590 MW). Nel dicembre 2003, tuttavia, è stato nuovamente registrato il record storico dei consumi: 53 400 MW. Le difficoltà del sistema produttivo a soddisfare le punte di domanda non sono determinate unicamente da una più forte crescita della ri-

TAV. 4.1 **PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER FONTE 1997-2003**

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003(A)
Solidi	20 518	23 311	23 812	26 272	31 730	35 446	39 671
Gas naturale	60 649	70 213	86 217	97 607	95 906	99 413	114 500
Prodotti petroliferi	113 282	107 237	91 286	85 878	75 009	76 997	66 579
Altri	5 600	5 900	5 900	8 800	14 147	15 789	16 700
Totale termoelettrico	200 049	206 661	207 215	218 557	216 792	227 645	237 450
Totale pompaggi	4 965	6 232	6 451	6 688	7 117	7 744	7511
Idroelettrico	41 599	41 213	45 358	44 204	46 810	39 519	36702
Eolico	118	232	402	563	1 178	1 404	1419
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4,1	4.1
Geotermico	3 905	4 214	4 403	4 705	4 506	4 662	5340
Biomassa e rifiuti	820	1 228	1 822	1 906	2 587	3 422	4400
Totale rinnovabili	46 448	46 893	51 991	51 384	55 086	49 012	47 865
Totale	251 462	259 786	265 657	276 629	278 995	284 401	292 826

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN; per l'anno 2003 stime su dati degli operatori.

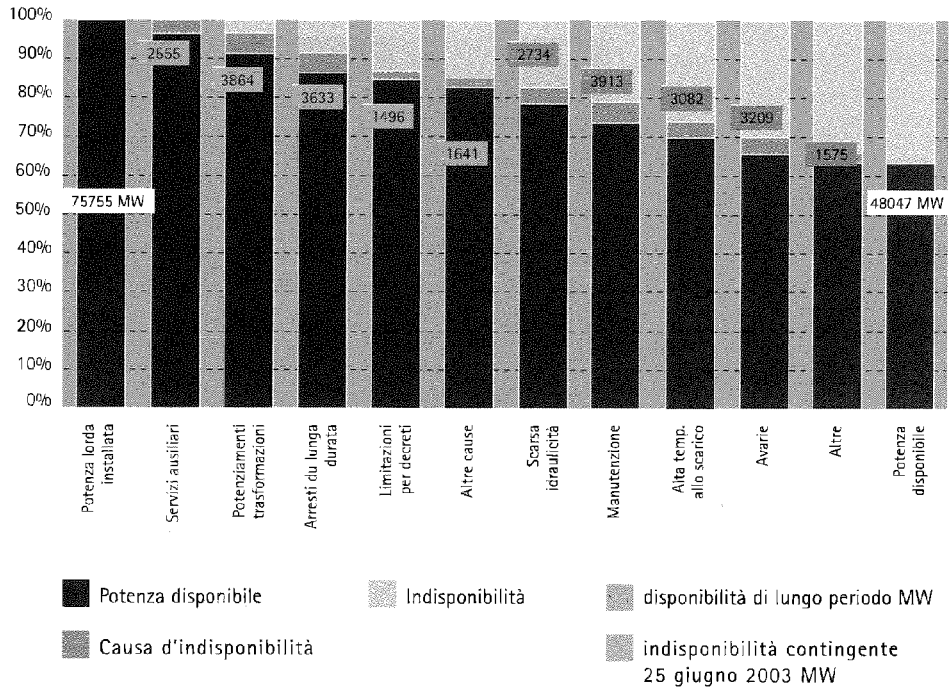
chiesta alla punta rispetto all'entrata in esercizio di nuovi impianti, ma anche dalle numerose indisponibilità di breve e lungo periodo alle quali è soggetta la capacità produttiva.

La verifica effettuata dal GRTN, ai sensi della direttiva del Ministero delle attività produttive del 26 giugno 2003, ha accertato che al giugno 2003 su una potenza installata lorda di 75 755 MW erano effettivamente disponibili solo 48 047 MW pari al 63,4 per cento del totale installato.

Con il completamento dell'assetto proprietario come disegnato dal decreto legislativo n. 79/99, le società acquirenti si sono progressivamente impegnate a realizzare il programma di *repowering* e conversione a ciclo combinato degli impianti. Nel 2003 sono stati ultimati i lavori di conversione a ciclo combinato per un'unità della Centrale di Ostigla (Endesa Italia S.p.A) e per due unità della Centrale del Sermide (Edipower S.p.A.). Enel Produzione S.p.A. ha riattivato due unità della Centrale di Priolo Gargallo, un'unità a Pietrafitta e un'altra a La Casella. Infine EniPower S.p.A. ha inaugurato due nuove centrali a Ravenna e a Ferrera Erbognone per circa 900 MW di potenza; si è inoltre concluso l'ampliamento della Centrale di Cassano d'Adda di Aem Milano S.p.A.

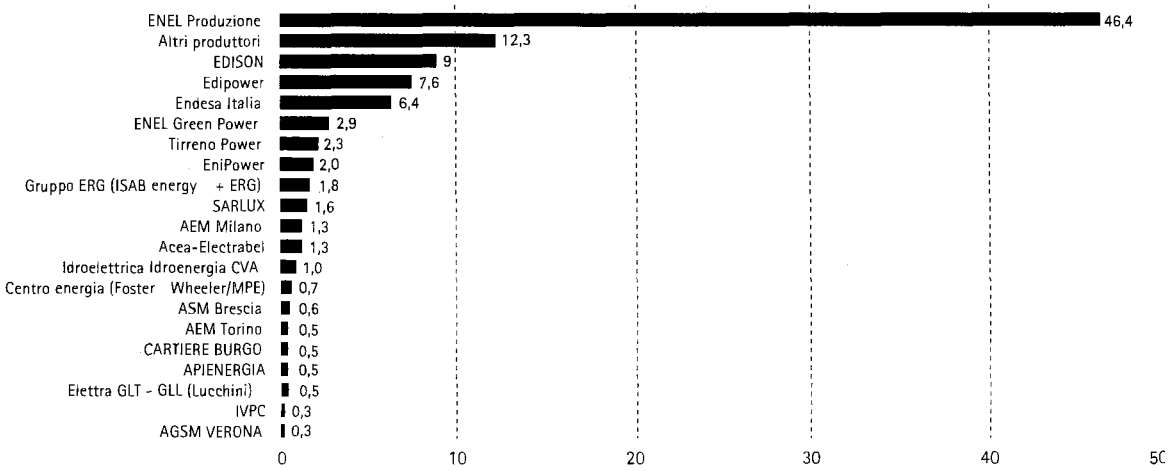
FIG. 4.2 CAPACITÀ PRODUTTIVA NEL GIUGNO 2003

C€/kWh



Fonte: GRNT.

FIG. 4.3 CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA GENERAZIONE NETTA NEL 2003(A)



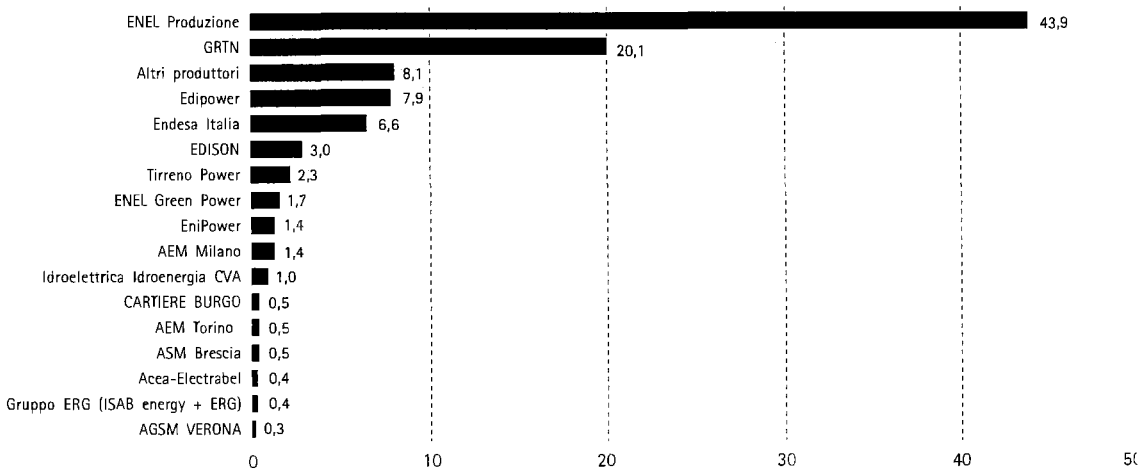
(A) Incluse l'autoproduzione e l'energia ritirata dal GRTN.

Fonte: Stime su dati degli operatori.

Enel Produzione ha contribuito al 46,4 per cento della produzione nazionale netta, a cui si deve aggiungere il 2,9 per cento di Enel Green Power S.p.A.; secondo produttore è Edison S.p.A. che, con le sue controllate, produce il 9 per cento dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6 per cento, Endesa Italia, 6,4 per cento, Tirreno Power S.p.A., 2,3 per cento ed EniPower, 2 per cento. La figura 4.3 fornisce i contributi percentuali alla generazione netta delle maggiori società di produzione nazionali. I dati includono l'eventuale generazione in convenzione CIP6 o altro ritiro obbligato da parte del GRTN, nonché l'eventuale autoproduzione. Essi sono raccolti sotto un unico gruppo qualora si sia in presenza di società controllate.

Escludendo dal computo della generazione netta imputabile a ciascuna società, l'energia elettrica prodotta e incentivata nell'ambito delle convenzioni CIP6 o altro tipo di ritiro obbligato da parte del GRTN, nonché l'energia elettrica attribuita ai pompaggi, il grafico relativo alla produzione nazionale destinata al consumo cambia in maniera rilevante: secondo fornitore nazionale di energia elettrica, dopo Enel Produzione con il 43,9 per cento, risulta essere il GRTN con il 20,1 per cento; seguono Edipower, 8 per cento, Endesa Italia, 6,6 per cento, Edison e controllate, 3 per cento e Tirreno Power, 2,3 per cento. Anche in questo grafico i dati includono l'eventuale autoproduzione delle diverse società. Il grafico si differenzia dal precedente dal momento che illustra il GRTN quale fornitore di energia elettrica destinata al consumo in relazione al volume di energia ritirata dai diversi produttori ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

FIG. 4.4 CONTRIBUTO PERCENTUALE ALLA FORNITURA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO NEL 2003(A)



(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il GRTN figura come produttore.

Fonte: Stime su dati degli operatori.

È tuttavia importante ricordare che in questa fase di rinnovamento del parco elettrico rilevanti quote di capacità di produzione sono in fase di ristrutturazione o *repowering*.

La tavola 4.2 fornisce una stima dell'incidenza dei lavori di conversione sul totale della potenza installata relativamente a Enel Produzione e alle società create a seguito del processo di dismissione.

TAV. 4.2 **INCIDENZA DEI LAVORI DI RICONVERSIONE NEL 2003 SULLA CAPACITÀ INSTALLATA**

MW

	ENEL PRODUZIONE	EDIPOWER	ENDESA ITALIA	TIRRENO POWER
Installati	27 808	7 129	4 803	2 898
Indisponibili	2 650	1 796	330	974
Parzialmente disponibili	1 335	703	768	320
Incidenza sul totale	14%	35%	23%	45%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Nel periodo compreso tra il 2002 e i primi mesi del 2004, il Ministero delle attività produttive ha autorizzato sia la costruzione di nuove centrali termoelettriche per una potenza totale di 12 637 MW, sia la conversione a carbone della Centrale di Torrevaldaliga Nord (Enel), la trasformazione a ciclo combinato di quelle di Vado Ligure (Tirreno Power) e di Tavazzano (Endesa Italia), le modifiche di Brindisi Nord (Edipower) e Livorno (Enel). Sono state presentate domande di autorizzazione per ulteriori 45 000 MW.

La tavola 4.3 riporta il contributo per fonte alla generazione termoelettrica di Enel Produzione, Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power. Tale mix è destinato a modificarsi in relazione al completamento dei lavori di riconversione.

TAV. 4.3 **CONTRIBUTO PERCENTUALE PER FONTE ALLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA DELLE MAGGIORI SOCIETÀ NEL 2003**

Valori percentuali

	CARBONE	OLIO COMBUSTIBILE	GAS NATURALE	ORIMULSION	ALTRI COMBUSTIBILI
Enel Produzione	24,4	25,9	45,8	3,8	0,2
Edipower	8,3	46,6	45,1	0,0	0,0
Endesa Italia	20,2	38,4	34,7	6,8	0,0
Tirreno Power	63,4	20,2	16,4	0,0	0,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Infine la tavola 4.4 riporta la percentuale della generazione rinnovabile su quella totale delle società. Come è possibile notare il processo di cessione degli impianti Enel è stato meno incisivo in questo settore dove Enel, includendo anche la quota relativa a Enel Green Power, è rimasta proprietaria di tutto il parco impianti geotermoelettrici e di gran parte della capacità degli impianti idroelettrici.

TAV. 4.4 **PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE SULLA GENERAZIONE TOTALE NEL 2003**

	ENEL PRODUZIONE E GREEN POWER	EDIPOWER	ENDESA ITALIA	TIRRENO POWER
Idro >10 MW	11,8	7,9	8,2	0,0
Idro <10 MW	1,8	0,5	0,4	2,6
Altre rinnovabili	3,7	0,0	0,5	0,0
Totale non convenzionale	17,3	8,4	9,1	2,6
Pompaggi[(A)]	5,3	0,0	0,0	0,0

(A) Gli impianti di pompaggio non concorrono per un periodo di due anni a determinare i prezzi nella borsa elettrica.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Bilancio degli operatori del settore elettrico

Il bilancio degli operatori elettrici, riportato nella tavola 4.5, rappresenta sinteticamente il ruolo svolto dalle principali tipologie di operatori[1] nella determinazione dei flussi di energia elettrica dalle fasi della generazione e della importazione, fino a quelle della vendita e del consumo finale. Esso si distingue dai classici bilanci poiché offre la possibilità di quantificare l'evoluzione della concorrenza con riferimento alle diverse fasi della filiera.

I cambiamenti del sistema elettrico nazionale hanno richiesto, nel corso degli anni, un continuo adattamento nella definizione dei comparti e delle categorie del bilancio. Il bilancio del 2003 ha mantenuto la stessa struttura per operatori dell'anno precedente, senza significativi cambiamenti nella specificazione delle nove categorie individuate. Tuttavia, sono state introdotte alcune novità che riguardano soprattutto la struttura per fonti utilizzate dai diversi operatori nella generazione elettrica e le classi di vendita ai clienti finali del mercato libero. Se-

1 Come per gli anni passati, per operatore si intende l'insieme delle società di generazione, compravendita e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo.

gue una sintetica descrizione dei principali elementi del bilancio, lasciando il loro approfondimento nei successivi punti del Capitolo.

Il bilancio 2003 evidenzia una continua e forte concentrazione della generazione in poche società elettriche: 49,4 per cento per il gruppo Enel; 27,3 per cento per i principali gruppi concorrenti (Edison, Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power, EniPower); appena il 4,7 per cento per le aziende municipali (tra cui le principali sono Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia S.p.A., Acea Electrabel S.p.A. e Agsm Verona S.p.A.). Le rimanenti società di generazione, raccolte insieme nella categoria degli altri produttori, contribuiva alla generazione netta con l'11,9 per cento. Questo gruppo, costituito da aziende di proprietà essenzialmente privata, è molto variegato, contenendo sia generatori relativamente grandi (Sarlux S.p.A. e gruppo Erg) con generazione netta superiore a 4 TWh, sia numerose società molto piccole con produzione netta inferiore a 50 GWh. Il rimanente 6,6 per cento della produzione totale netta è stato generato dagli autoproduttori, che si distinguono per il fatto di consumare la maggior parte dell'energia autoprodotta (l'81 per cento nel 2003). La produzione media per società si riduce rapidamente, di circa un ordine di grandezza, tra le varie categorie: 138 TWh per il gruppo Enel; 15,2 TWh per il gruppo dei principali concorrenti; 880 GWh per le aziende municipali; 220 GWh per gli altri produttori e 37 GWh per gli autoproduttori.

Appaiono significative le differenze nella struttura della generazione elettrica tra le varie categorie di operatori. Il gruppo Enel ha una struttura per fonti abbastanza equilibrata. Tra i principali gruppi concorrenti primeggia la generazione a base di gas naturale, con un relativamente basso contributo di energia idroelettrica. Questa, invece, partecipa per quasi il 50 per cento alla generazione netta del gruppo delle aziende municipali. Gli altri produttori sono caratterizzati da un forte contributo (53 per cento) della generazione a base di prodotti petroliferi e altre fonti fossili (prevalentemente prodotti e residui di raffineria). Sono concentrate nel gruppo Enel il 60 per cento della generazione idro (di cui oltre il 99 per cento dell'energia prodotta negli impianti di pompaggio), la totalità della generazione geotermoelettrica e il 73 per cento della generazione a base di carbone. È invece più equilibrata la distribuzione della generazione a base di gas naturale (gruppo Enel 44 per cento; principali gruppi concorrenti 37 per cento), mentre quella da fonti rinnovabili diverse da idro e geotermoelettrica (soprattutto biomasse e rifiuti) è concentrata (75 per cento) nel gruppo degli altri produttori.

La generazione elettrica sotto convenzione CIP6 risulta trascurabile (meno del 3 per cento della generazione totale netta) sia per il gruppo Enel sia per gli autoproduttori; la sua incidenza cresce a oltre il 20 per cento per i principali gruppi concorrenti e supera l'80 per cento per gli altri produttori. Tuttavia, il contributo

TAV. 4.5 **BILANCIO DEGLI OPERATORI ELETTRICI NEL 2003**

TWh

	GRUPPO ENEL	PRINCIPALI GRUPPI CONCORRENTI	AZIENDE MUNICIPALI	ALTRI PRODUTTORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI NAZIONALI INDIPENDENTI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	CLIENTI FINALI	TOTALE
Produzione nazionale netta	**137,8**	**76,2**	**13,2**	**33,3**	**18.4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**279,0**
Carbone	26,0	8,8	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	35,7
Petrolio	27,6	18,1	1,0	2,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	52,5
Gas naturale	48,8	40,4	4,6	8,2	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	109,9
Altre fonti fossili	4,3	2,4	0,2	15,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	26,8
Idroelettrica	31,0	6,2	6,5	3,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	43,6
di cui pompaggi	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4
Altre rinnovabili	0,1	0,4	0,6	4,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5
di cui CIP6:										
da fonti rinnovabili	3,9	0,5	0,9	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
da fonti assimilate	0,0	16,8	0,1	23,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	40,7
Energia destinata ai pompaggi	**10,4**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**10,5**
Saldo estero	**17,6**	**4,3**	**1,6**	**0,6**	**0,0**	**10,3**	**7,9**	**1,7**	**7,0**	**51,0**
Contratti Enel	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7
Assegnato dal GRTN	0,8	2,1	1,2	0,3	0,0	5,0	2,8	1,3	6,0	19,5
Assegnato dai gestori esteri	0,1	2,2	0,3	0,2	0,0	5,3	5,1	0,3	1,0	14,7
Trasferimenti netti	**-11,6**	**-10,3**	**-2,4**	**-28,8**	**-5,0**	**9,2**	**13,9**	**7,2**	**28,0**	**0,0**
di cui:										
acquisti CIP6	12,6	6,6	3,9	0,2	0,0	5,5	9,9	1,6	10,6	51,0
Perdite	**8,5**	**4,5**	**0,8**	**0,3**	**0,9**	**1,2**	**1,4**	**0,6**	**2,2**	**20,5**
Totale risorse	**124,9**	**65,7**	**11,5**	**4,7**	**12,6**	**18,2**	**20,4**	**8,3**	**32,8**	**299,2**
Vendite e consumi finali	**124,9**	**65,7**	**11,5**	**4,7**	**12,6**	**18,2**	**20,4**	**8,3**	**32,8**	**299,2**
Mercato vincolato	114,2	38,2	5,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	158,4
Mercato libero	10,7	27,5	5,6	4,6	12,6	18,2	20,4	8,3	32,8	140,7
< 500 MWh	*0,3*	*0,4*	*0,3*	*0,3*	*0,0*	*1,6*	*0,2*	*0,2*	*0,0*	*3,3*
500 – 5 000 MWh	*1,9*	*7,9*	*1,2*	*1,3*	*0,1*	*5,1*	*2,1*	*2,5*	*0,2*	*22,3*
5 000 – 50 000 MWh	*4,4*	*12,6*	*2,2*	*2,2*	*3,6*	*6,2*	*8,9*	*3,2*	*5,8*	*48,9*
> 50 000 MWh	*4,2*	*6,7*	*2,0*	*0,9*	*8,9*	*5,3*	*9,2*	*2,3*	*26,8*	*66,3*

Fonte: Elaborazione AEEG in base alle dichiarazioni degli operatori e alle informazioni della banca dati dei clienti idonei. La produzione nazionale netta include i pompaggi. I trasferimenti includono: l'energia da impianti CIP6; le cessioni delle bande di capacità di importazione e gli scambi. I dati riportati possono differire da quelli presentati in altre tavole per via della origine diversa.

delle fonti rinnovabili alla generazione in CIP6, minore del 3 per cento per i principali gruppi concorrenti, aumenta al 16 per cento per gli altri produttori e al 90 per cento per le aziende municipali, per arrivare al 100 per cento nel caso del gruppo Enel.

Il saldo estero di 51 TWh evidenzia un calo significativo dei contratti pluriennali a favore di Enel (oggi trasferiti all'Acquirente Unico), vale a dire da 22,5 TWh nel 2002 a 16,7 TWh nel 2003. Del saldo estero di 34,2 TWh allocato al mercato libero (il 67 per cento del totale), le importazioni assegnate dal GRTN e dai gestori esteri ammontavano, rispettivamente, a 19,5 e 14,7 TWh. I principali beneficiari delle assegnazioni di importazioni elettriche al mercato libero sono stati i grossisti nazionali indipendenti con il 30 per cento del totale, seguiti dai grossisti esteri e dai clienti finali, rispettivamente, con il 23 e il 21 per cento. I grossisti dei principali gruppi concorrenti hanno ottenuto il 13 per cento delle importazioni per il mercato libero. Rispetto al 2002 sono notevolmente diminuite le importazioni dei grossisti collegati con i consorzi e con le società consortili, mentre sono aumentate quelle dei grossisti delle aziende municipali; insieme rappresentano poco più del 9 per cento delle assegnazioni al mercato libero. Circa il 35 per cento delle assegnazioni effettuate dai gestori esteri è andato ai grossisti esteri collegati con le rispettive società esportatrici; tale valore aumenta a poco meno del 40 per cento se si comprendono le importazioni di società incluse nelle altre categorie che sono controllate da, o collegate con, gruppi esteri. Il 28 per cento delle assegnazioni al mercato libero (9,6 TWh) è stato destinato ai contratti interrompibili.

I trasferimenti netti sono rappresentati per l'88 per cento da ritiri di energia CIP6 da parte del GRTN con successiva assegnazione tramite asta al mercato libero e, per le quote residuali, al mercato vincolato. I trasferimenti netti per acquisto e vendita tra produttori e grossisti e tra grossisti sono ammontati complessivamente a poco più di 7 TWh. Il bilancio evidenzia la significativa correlazione tra trasferimenti netti in cessione e produzione CIP6, a eccezione del gruppo Enel in quanto nel 2003 era ancora destinatario delle cessioni CIP6 non assegnate a mezzo asta, a favore del mercato vincolato. La maggior parte dei trasferimenti netti di energia CIP6 e di rivendite da grossisti è andata ai clienti idonei finali operanti in proprio e ai grossisti esteri (rispettivamente 48 e 24 per cento).

Sommando la produzione alle importazioni nette e ai trasferimenti interni e togliendo le perdite di trasmissione e distribuzione, complessivamente 20,2 TWh, risulta una disponibilità di risorse per il consumo sul mercato finale pari a 299 TWh. Il bilancio evidenzia come i consumi finali sul mercato libero ancora non raggiungono la metà dei consumi totali. La fornitura del mercato vincolato da parte dei principali gruppi concorrenti, attraverso i meccanismi di dispacciamento (Team Energy Management, TEM e successivamente STOVE), ha rappresentato il 24 per cento del totale,

contro il 72 per cento del gruppo Enel. Emerge anche una relazione inversa tra la fornitura del mercato vincolato e quella del mercato libero in funzione dell'importanza dei diversi gruppi: l'incidenza delle vendite sul mercato libero infatti aumenta da meno del 10 per cento per il gruppo Enel, a oltre il 40 per cento per i principali gruppi concorrenti, raggiungendo quasi il 50 per le aziende municipali.

Risulta molto significativo il ruolo svolto dai clienti finali in qualità di operatori del mercato per le proprie forniture (essenzialmente tramite importazioni e aste CIP6); essi rappresentano oltre il 23 per cento dei consumi finali sul mercato libero. Escludendo gli approvvigionamenti in proprio, i maggiori fornitori del mercato libero sono i principali gruppi concorrenti con quasi il 20 per cento del mercato libero, seguiti dai grossisti esteri e dai grossisti nazionali indipendenti con, rispettivamente, il 15 e il 13 per cento delle forniture totali. Seguono in importanza gli autoproduttori per i propri consumi, con il 9 per cento, mentre il gruppo Enel copre meno delll'8 per cento dei consumi finali del mercato libero. Nel 2003 si sono ridotti gli approvvigionamenti dei consorzi, scesi dagli 11 TWh del 2002 a 8 TWh nel 2003.

Il 47 per cento dei consumi sul mercato libero era concentrato presso i grandi clienti idonei (con consumi superiori a 50 GWh), il 40 per cento dei quali approvvigionati in proprio. I consumi dei clienti finali medio grandi (compresi tra 5 e 50 GWh) rappresentavano il 35 per cento dei consumi finali sul mercato libero; questi clienti erano riforniti prevalentemente dai principali gruppi concorrenti (oltre il 25 per cento), dai grossisti esteri e dai grossisti nazionali indipendenti. Una ripartizione non molto diversa si rileva anche per i clienti finali di medie dimensioni (con consumi compresi tra 0,5 e 5 GWh) i cui approvvigionamenti sul mercato libero sono stati assicurati per il 58 per cento da grossisti dei principali gruppi concorrenti e da grossisti nazionali indipendenti. Infine, i piccoli consumatori (con consumi inferiori a 0,5 GWh) si sono approvvigionati sul mercato libero per circa il 50 per cento da grossisti nazionali indipendenti.

I dati indicano un forte calo del contributo dei principali produttori concorrenti e, soprattutto, dei grossisti esteri con la dimensione delle vendite. A questo riguardo, sebbene tutte le categorie evidenzino una predisposizione a privilegiare i clienti finali di dimensioni grandi e medio grandi, le differenze tra categorie sono molto marcate. Meno del 2 per cento delle forniture finali del gruppo Enel va ai clienti finali con consumi sotto i 5 GWh, contro il 13 per cento dei principali gruppi concorrenti e delle aziende municipali e il 32 per cento degli altri produttori. Le differenze sono ancora più notevoli per i clienti finali con consumi minori di 500 MWh.

Per concludere, va rilevato il significativo incremento nel numero di grossisti (inclusi i distributori idonei) nell'anno scorso, che passano da 229 registrati a fine 2002 a 349 riportati a fine 2003 (di cui 54 distributori idonei). Tuttavia, i

dati della tavola 4.6 evidenziano che più della metà dei grossisti non ha effettuato alcuna vendita di energia elettrica né a clienti finali né ad altri grossisti. Il confronto con i dati analoghi riportati nella *Relazione Annuale* del 2003 indica che la ripartizione del mercato tra i principali grossisti è cambiata in modo significativo nel corso dell'ultimo anno, anche se le prime posizioni sono rimaste sostanzialmente invariate. Tuttavia i dati disponibili non rivelano importanti spostamenti nella concentrazione del comparto. Sono aumentati da 4 a 7 i grossisti con vendite totali maggiori di 5 TWh, ma la loro incidenza sulle vendite totali è solo leggermente cresciuta, passando dal 63 al 66 per cento. Il numero di grossisti con vendite superiori a 1 TWh è aumentato da 18 a 32, ma il significativo rialzo dei volumi totali venduti sul mercato libero (da 105 a 148 TWh) fa sì che la loro incidenza sia salita solo di pochi punti percentuali: da 79 a 84 per cento.

TAV. 4.6 **VENDITE DEI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO NEL 2003**

TWh

	NUMERO	VENDITE A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI	VENDITE TOTALI
Grossisti con vendite > 5 TWh	**7**	**47,8**	**25,8**	**73,6**
Enel Trade		4,6	16,2	20,8
Edison Energia		16,1	0,8	16,9
EGL Italia		9,7	0,0	9,7
NET		0,7	6,3	7,0
Enel Energia		6,1	0,9	7,0
Energia		6,6	0,0	6,6
EDF Energia		4,0	1,6	5,7
Grossisti con vendite comprese tra 2 e 5 TWh	**10**	**18,7**	**11,5**	**30,0**
Eni Power Trading		3,9	0,7	4,6
Endesa Italia Power Fuel		0,0	4,5	4,5
Dalmine Energie		3,5	0,1	3,6
Energetic Source		0,3	2,8	3,1
Electra Italia		2,6	0,0	2,7
SIET Società Intermediazione Energia Torino		1,3	1,3	2,6
Trafigura Electricity Italia		0,9	1,5	2,4
Tecnoenergia		2,2	0,2	2,4
Energia e Territorio		1,8	0,3	2,2
Telenergia		2,1	0,0	2,1
Grossisti con vendite comprese tra 1 e 2 TWh	**15**	**10,6**	**10,0**	**20,6**
Grossisti con vendite < 1 TWh	**113**	**16,1**	**7,7**	**23,9**
Grossisti senza vendite	**204**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Totale	**349**	**93,2**	**55,0**	**148,3**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Le vendite ai clienti finali non comprendono gli autoconsumi degli autoproduttori e gli acquisti in proprio dei clienti finali. Le vendite ad altri grossisti includono le rivendite.

Ritiri obbligati ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, per il 2003 è ammontato a 53 882 GWh, pari al 19,3 per cento della generazione nazionale.

Oltre il 90 per cento dell'energia elettrica ritirata dal GRTN riguarda le convenzioni siglate in virtù del provvedimento CIP6. La produzione da CIP6 può essere a sua volta differenziata in produzione da fonti rinnovabili e produzione da fonti assimilate. Alla prima fanno capo 9 629 GWh, il 19 per cento dell'energia prodotta in CIP6, alla seconda 40 722 GWh, ovvero l'81 per cento della stessa. Ulteriori 2 395 GWh di energia elettrica soggetta a ritiro obbligato da parte del GRTN provengono da impianti idroelettrici di potenza inferiore ai 3 MW secondo le modalità stabilite dalla delibera 18 aprile 2002, n. 62 e infine 1 136 GWh corrispondono alle eccedenze, le cui modalità di ritiro sono definite dalla delibera 28 ottobre 1997, n. 108.

TAV. 4.7 **RITIRI DI ENERGIA DEL GRTN NEGLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004(A)
CIP6	47 153	49 751	50 351	50 021
di cui assimilata	38 789	41 177	40 722	40 693
di cui rinnovabile	8 365	8 574	9 629	9 328
Minidro delibera n. 62/02	2 769	2 899	2 395	2 389
Eccedenze delibera n. 108/97	3 603	1 450	1 136	843
Totale ritiri	**53 525**	**54 100**	**53 882**	**53 315**

(A) Previsioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Negli ultimi tre anni a consuntivo non si sono registrate sostanziali variazioni nei volumi di energia CIP6 ritirata. È invece progressivamente calato il ricorso alla cessione per eccedenza, mentre i dati relativi agli impianti idroelettrici di piccola taglia sono maggiormente influenzati dall'idraulicità dell'anno anziché dal numero di impianti che beneficiano del meccanismo di ritiro.

L'energia assimilata in CIP6 rappresenta nel 2003 il 18 per cento della produzione termoelettrica nazionale. Dei 40,7 TWh prodotti da impianti assimilati nel 2003, 33,9 TWh sono classificabili come impianti nuovi e hanno percepito, pertanto, una tariffa data dalla somma di una componente di costo evitato e di una componente d'incentivazione specifica per tecnologia; 6,7 TWh sono classificabili co-

me impianti esistenti e hanno percepito la sola componente di costo evitato. Questi ultimi rappresentano gli impianti per i quali è scaduto il periodo di incentivazione (8 anni) ma sono ancora valide le convenzioni di ritiro con il GRTN.

TAV. 4.8 **DETTAGLIO DEI RITIRI DI ENERGIA DA FONTI ASSIMILATE NEGLI ANNI 2001-2004**

GWh

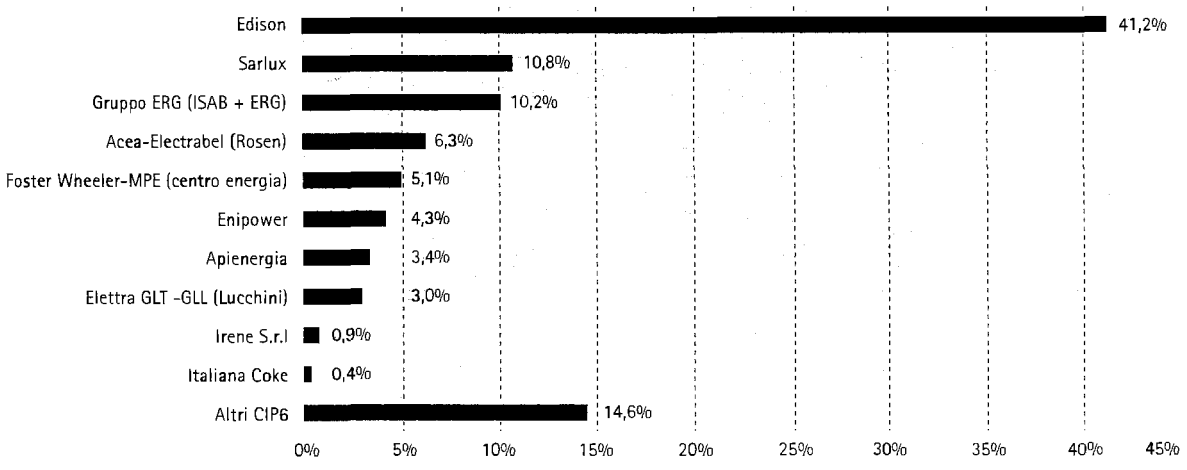
	2001	2002	2003	2004(A)
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	15 902	17 100	16 530	17 237
Combustibili fossili	20 054	18 200	17 433	17 366
Totale	35 956	35 300	33 963	34 603
Impianti esistenti	2 833	5 877	6 759	6 091
Totale	**38 789**	**41 177**	**40 722**	**40 694**

(A) Previsioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Come riportato nella figura 4.5, il 75 per cento circa dell'energia CIP6 prodotta da impianti a fonti assimilate è concentrato in cinque società. Alle prime dieci compete l'85 per cento dell'energia assimilata sotto incentivazione.

FIG. 4.5 **FONTI ASSIMILATE: PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE CIP6 SUL TOTALE 2003 (40 722 GWh) PER SOCIETÀ DI PRODUZIONE**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 4.9 **DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6 PER GLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004[A]
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	640	1 362	1 450	1 317
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	550	486	394	210
Impianti eolici e geotermici	2 880	3 111	3 847	3 374
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2 023	2 735	3 656	4 126
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199	192
Totale impianti nuovi	6 828	7 897	9 546	9 219
Impianti esistenti[B]	1 537	677	83	109
Totale ritiri rinnovabili CIP6	8 365	8 574	9 629	9 328

(A) Previsioni.
(B) Impianti per i quali è scaduto il periodo di incentivazione (8 anni) ma sono ancora valide le convenzioni di ritiro con il GRTN.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

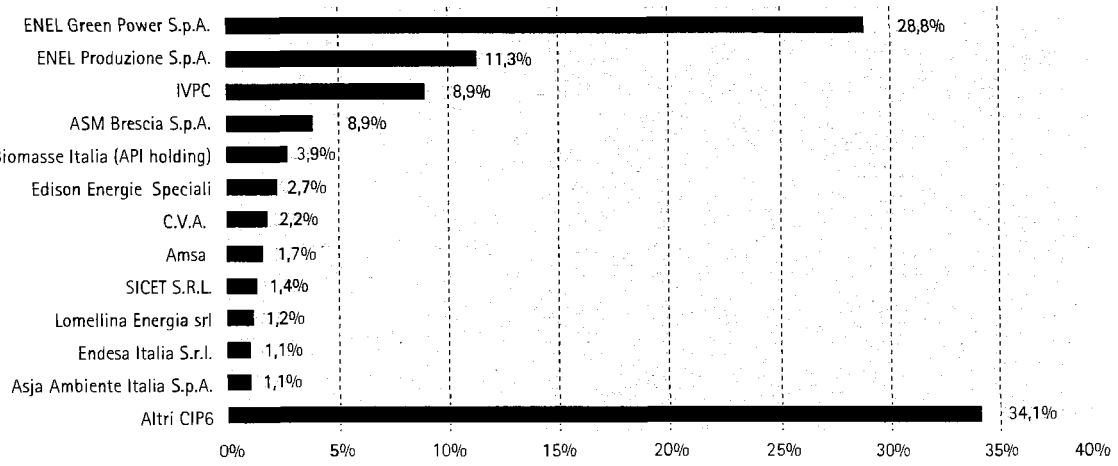
I dati nei tre anni a consuntivo relativi agli impianti CIP6 rinnovabili nuovi mostrano una marcata crescita della generazione. In particolare la produzione da impianti a biomassa e RSU ha comportato i maggiori sviluppi nel triennio. Questo è l'unico settore che sembra confermare la crescita anche nelle previsioni per il 2004, segno che l'entrata in funzione di nuovi impianti supera in producibilità lo scadere di convenzioni di impianti entrati in funzione negli anni passati.

A differenza della generazione degli impianti assimilati, quella da fonte rinnovabile risulta maggiormente ripartita su più produttori. I primi cinque raccolgono il 55 per cento circa della produzione e i primi dieci meno del 65 per cento.

Nel 2003 l'energia rinnovabile che percepiva l'incentivazione CIP6 corrispondeva a quasi il 20 per cento della produzione rinnovabile nazionale.

Il CIP6 nel 2003 ha determinato un costo complessivo di 1 647 milioni di euro di cui 1 033 imputabili all'incentivazione di fonti assimilate e 614 all'incentivazione di fonti rinnovabili. Tali oneri sono a carico della componente tariffaria A3, con l'eccezione dei ricavi determinati dalla vendita di certificati verdi da parte del GRTN ai soggetti a obbligo stimabili in circa 190 milioni di euro. I ricavi dalla cessione dei certificati verdi, tuttavia, per i clienti del mercato vincolato non si sono tramutati in una diminuzione complessiva degli oneri di incentivazione per le energie rinnovabili dal momento che i costi di acquisto dei certificati sostenuti dalle società soggette a obbligo sono stati compensati attraverso l'introduzione in tariffa elettrica della componente VE (vedi oltre).

FIG. 4.6 **FONTI RINNOVABILI: PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE CIP6 SUL TOTALE 2003 (9 629 GWh) PER SOCIETÀ DI PRODUZIONE**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Nella tavola 4.10 vengono riportati il costo unitario di incentivazione per singola tipologia d'impianto e il ricavo unitario della cessione di energia elettrica da parte del GRTN nel mercato libero e nel mercato vincolato nel 2003. La tavola seguente riporta l'ammontare totale delle erogazioni in CIP6, i ricavi totali delle cessioni e, in ultimo, i costi finali del meccanismo di incentivazione da recuperare in tariffa.
Dall'1 aprile 1999 alla produzione di nuovi impianti rinnovabili entrati in esercizio viene riconosciuta l'incentivazione derivante dall'introduzione del meccanismo dei certificati verdi. La produzione da certificati verdi rappresenta nel 2003 meno del 3 per cento della produzione nazionale di energia rinnovabile, anche se tale percentuale è destinata a crescere negli anni futuri.

Certificati verdi

Il 31 marzo 2004 si è concluso il secondo anno di vigenza del sistema di incentivazione delle energie rinnovabili basato sul meccanismo dei certificati verdi. Rispetto all'anno scorso il mercato non ha mostrato particolari evoluzioni: la domanda di certificati verdi, ovvero la quota d'obbligo di produttori e importatori di energia, è leggermente aumentata, così come l'offerta di energia rinnovabile da parte di produttori non compresi nel meccanismo di incentivazione

TAV. 4.10 DETTAGLIO INCENTIVAZIONI CIP6 PER TIPOLOGIA D'IMPIANTO NEL 2003

RITIRI DI ENERGIA – REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI	
Fonti assimilate	80,58
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	98,50
di cui combustibili fossili	71,54
di cui impianti esistenti	60,07
Fonti rinnovabili	139,36
di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	120,74
di cui impianti ad acqua fluente < 3 MW	96,00
di cui impianti eolici e geotermici	120,50
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	175,82
di cui impianti idroelettrici potenziati	86,80
di cui impianti esistenti	60,88
Media remunerazione energia da impianti CIP6	91,82
CESSIONI DI ENERGIA – RICAVI GRTN DA VENDITE DI ENERGIA CIP6	
Mercato libero	52,54
Mercato vincolato	63,12
Media prezzi di cessione	55,21

Fonte: GRTN.

TAV. 4.11 COSTI TOTALI DELLE INCENTIVAZIONI CIP6 NEL 2003

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
Impianti assimilati	3 281,4	2 248,3		1 033,1
Impianti rinnovabili	1 341,9	531,6	196,2	614,0
Totale CIP6	4 623,2	2 779,9	196,2	1 647,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

CIP6. I volumi dei certificati verdi non relativi a produzione CIP6 trattati nella sede del GME sono irrilevanti; il prezzo di cessione dei certificati non ha ancora mostrato alcuna dinamica di mercato e si è nuovamente assestato su quello fisso di vendita dei certificati verdi intestati al GRTN.

Il disegno del meccanismo, infatti, prevede che, in caso di scarsità di offerta di certificati da parte dei produttori da fonti rinnovabili, il GRTN emetta certificati verdi a fronte dell'energia prodotta da impianti CIP6 entrati in funzione dopo l'1 aprile 1999. Coprendo la domanda di certificati, il GRTN si configura come operatore marginale del mercato e in quanto tale ne determina il prezzo. Il prezzo di collocamento del GRTN è fisso e corrispondente al costo di incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile in CIP6 al netto dei ricavi determinati dalla cessione di energia.

Il costo diretto del sistema di incentivazione introdotto con il meccanismo dei certificati verdi relativamente all'obbligo del 2003 può essere stimato in 263 milioni di euro. Il prezzo relativo ai certificati del GRTN è ammontato a 82,4 €/MWh mentre per la valutazione dei certificati verdi degli impianti alimentati con fonti rinnovabili (IAFR) si sono adottati i criteri per la stima dalla compensazione alle società fornitrici del mercato vincolato come riportato dalla relazione tecnica della delibera 5 febbraio 2004, n. 8. Si è pertanto ipotizzato un valore pari al 92 per cento del certificato GRTN per i produttori IAFR e un valore corrispondente a 29,5 €/MWh per i certificati che si stima vengano venduti tra società appartenenti al medesimo gruppo del soggetto a obbligo (certificati autoprodotti).

TAV. 4.12 **COSTI DEL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DEI CERTIFICATI VERDI RELATIVAMENTE ALL'OBBLIGO 2003**

	PREZZO CERTIFICATO VERDE €/MWh	DOMANDA DI CERTIFICATI GWh	OFFERTA DI CERTIFICATI GWh	COSTO DI ACQUISTO € PER IL SISTEMA ELETTRICO MIL. DI €
GRTN	82,4		2 151	177
Produttori IAFR	75,8	3 451	1 040	79
Certificati verdi autoprodotti	29,5		260	8
Totale	76,4		3 451	263

Il costo del certificato verde ricade in prima istanza sui produttori e sugli importatori di energia convenzionale, al netto delle esenzioni riportate di seguito. Gli operatori soggetti a obbligo provvederanno quindi a inglobare nei propri prezzi di offerta in borsa o nei propri contratti bilaterali il costo di copertura dei

certificati verdi. Nel corso del 2002 e del 2003, dal momento che il mercato vincolato si approvvigionava a prezzi amministrati è stato necessario introdurre nella tariffa elettrica una componente, denominata VE, che permettesse alle società di recuperare i costi legati all'acquisto dei certificati verdi relativi alla produzione destinata al mercato vincolato. Negli stessi anni il prezzo di cessione ai clienti idonei era comprensivo dell'onere dei certificati verdi. Mentre in regime CIP6 i prezzi e le tariffe di remunerazione agli impianti rinnovabili erano stabiliti in via amministrata, con i certificati verdi il costo finale del sistema viene definito dal mercato e dalle strategie di offerta di energia elettrica dei soggetti a obbligo.

Ai costi diretti dei certificati verdi, tuttavia, si devono aggiungere i costi indiretti determinati dalla maggiore valorizzazione dell'energia di cui beneficiano le categorie che sono esentate dall'obbligo, stimabile nel 2 per cento del prezzo dei certificati. Nel 2002 e 2003 tali costi indiretti sono circoscritti ai volumi di energia importata certificata come rinnovabile, circa 38 TWh, ai quali, da quest'anno si dovranno aggiungere i volumi di energia rinnovabile e di energia da impianti di cogenerazione.

La domanda di certificati verdi per l'anno 2003 è data dalla percentuale d'obbligo, il 2 per cento, applicata ai quantitativi di energia elettrica non rinnovabile prodotta e importata, al netto delle esenzioni, nell'anno 2002. I dati provvisori del GRTN relativi alle autocertificazioni dei soggetti a obbligo indicano una quota di domanda di certificati verdi per il 2003 pari a 3 455 GWh ed elencano 42 operatori, di cui 28 produttori, 13 importatori e un produttore-importatore.

La domanda di 3 455 GWh corrisponde pertanto al 2 per cento dei volumi di energia prodotta e importata nel 2002. Si tratta di 172 755 GWh, ovvero il 51,6 per cento del consumo interno lordo del paese. Rispetto al 2002, la domanda di certificati verdi è aumentata sia in termini assoluti, sia in termini percentuali in relazione al consumo interno lordo. Essa nel 2002 era di 3 232 GWh e l'energia soggetta a obbligo rappresentava il 49,4 per cento del consumo interno lordo.

Le ragioni dell'incremento della domanda finale di certificati verdi in assenza di modifiche della quota d'obbligo del 2 per cento sono da ascriversi all'effetto combinato della crescita della generazione termoelettrica (con contemporanea diminuzione della produzione da fonti rinnovabili) e della diminuzione delle esenzioni sulla cogenerazione, a seguito dell'applicazione di criteri più rigorosi per la qualificazione degli impianti cogenerativi introdotta dall'Autorità con delibera 19 marzo 2002, n. 42. La diminuzione dell'incidenza di queste due esenzioni (rinnovabili e cogenerazione) è stata sufficiente a compensare il forte incremento di quelle concesse alle importazioni. Nella tavola successiva si fornisce una stima dei volumi delle esenzioni sul consumo interno lordo nazionale.

TAV. 4.13 **DOMANDA DI CERTIFICATI VERDI IN RELAZIONE AL CONSUMO INTERNO LORDO E STIMA DELLE ESENZIONI**

GWh

	2001	2002
Consumo interno lordo (A+B-C)	327 372	334 998
(A) Produzione lorda	278 995	284 401
(B) Import	48 927	51 519
(C) Export	549	922
Energia sotto obbligo certificati verdi	161 620	172 755
Domanda di certificati verdi	3 232	3 455
Esenzioni da obbligo di cui:	165 752	162 243
Servizi produzione	12 354	12 935
Franchigia primi 100 GWh per i produttori in obbligo	3 400	4 200
Rinnovabili	55 088	49 013
Esenzioni all'import	30 272	38 284
Esenzioni al termoelettrico (cogenerazione e franchigia 100 GWh)	57 523	50 069
Energia prodotta da pompaggio	7 115	7 743

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Struttura delle importazioni

Il saldo estero per il 2003 è ammontato a 50 968 GWh quale differenza tra le importazioni, 51 486 GWh, e le esportazioni, 518 GWh. Le importazioni hanno garantito il 16,1 per cento del fabbisogno nazionale. Per il 2004, a seguito di una riduzione della capacità di importazione determinata da esigenze legate alla sicurezza, è probabile che tale volume, già leggermente diminuito nel 2003 rispetto al 2002, potrà essere oggetto di un'ulteriore contrazione.

Nel periodo 2003-2004 la struttura delle importazioni è cambiata in alcuni suoi aspetti sia di carattere quantitativo (la capacità di interconnessione è stata ridotta per questioni di sicurezza), sia di carattere qualitativo (la procedura e le modalità di assegnazione della capacità agli operatori hanno subìto alcune variazioni).

Per quanto concerne la capacità, dal dicembre 2003, a seguito di una segnalazione da parte del GRTN, la disponibilità dell'interconnessione è stata ridotta da 6 400 MW a un massimo, relativo al periodo invernale limitatamente alle ore diurne, di 6 050 MW. Negli altri periodi dell'anno, come riportato nella tavola

4.14, la capacità è stata ulteriormente limitata sino a un minimo di 4 250 MW. Tale provvedimento, di natura temporanea, è reso opportuno da valutazioni riguardanti la sicurezza, in attesa della realizzazione di interventi di miglioramento concordati tra il GRTN e i gestori delle reti di trasmissione nazionali esteri.

TAV. 4.14 **DISPONIBILITÀ DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NEL 2004**

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	TOTALE
Inverno giorno	2 650	2 800	220	380	**6 050**
Inverno notte	2 450	1 600	180	320	**4 550**
Estate giorno	2 400	1 950	200	300	**4 850**
Estate notte	2 250	1 550	180	270	**4 250**

Fonte: GRTN.

La procedura di assegnazione delle bande d'importazione annualmente disponibili è stata modificata per effetto dell'art. 1-*quinquies*, comma 5, del decreto legislativo 29 agosto 2003, n. 273, convertito con modificazioni nella legge 27 ottobre 2003, n. 290. In base alla nuova normativa, infatti, le competenze per stabilire le modalità di attribuzione della capacità transfrontaliera, in precedenza attribuite all'Autorità ai sensi dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, spettano al Ministero delle attività produttive che ha provveduto a tale compito con decreto 17 dicembre 2003. Tale decreto, all'art. 2, comma 3, prevede, a sua volta, che sia l'Autorità ad adottare le disposizioni necessarie per determinare le quote destinate al mercato libero e a quello vincolato, nonché le quote di capacità riservate ai clienti interrompibili. Con delibera 18 dicembre 2003, n. 157, l'Autorità completa il quadro normativo per l'assegnazione della capacità d'interconnessione.

In base alla nuova regolamentazione vengono confermati la destinazione al mercato vincolato della capacità relativa a contratti pluriennali per 2 000 MW, la potenza attribuita a San Marino, Corsica e Vaticano, gli accordi con il *Gestionnaire du Reseau de Transport de l'électricité* (GRTE) francese, riguardanti le procedure di allocazione congiunta della potenza disponibile sull'interconnessione italo-francese e la suddivisione al 50 per cento, tra GRTN e i gestori di rete esteri, della capacità disponibile sulle altre frontiere. La novità più rilevante rispetto agli anni scorsi, al di là di quanto riguarda le modalità di assegnazione trattate più avanti, sta nella possibilità, concessa ai titolari di capacità sottoposta al vincolo di interrompibilità istantanea, in tutto 1 750 MW, di liberare, dietro compenso economico, le quote di importazione loro destinate per

un periodo di tre anni, nel 2002 e nel 2003, pari a 1 200 MW e nel 2004 per ulteriori 550 MW. Per il 2004 infatti l'interrompibilità è stata considerata come un servizio remunerato a parte e non più unicamente riconosciuto tramite un'assegnazione privilegiata di capacità d'importazione.

Come esposto oltre, tutti i titolari di capacità interrompibile istantaneamente si sono avvalsi della possibilità di cedere le bande loro assegnate. La delibera dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151, prevede che il 40 per cento dei 1 750 MW nuovamente disponibili sia destinato all'approvvigionamento del mercato vincolato e il restante 60 per cento ai clienti idonei.

La tavola 4.15 riassume l'assegnazione della capacità di importazione per destinazione finale partendo dalla potenza massima prevista di 6 050 MW.

TAV. 4.15 **ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NEL 2004**

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	TOTALE
Capacita complessiva	2 650	2 800	220	380	6 050
Contratti pluriennali assegnati al mercato vincolato	1 400	600			2 000
Capacità assegnata a gestori esteri		1 100	110	190	1 400
Assegnata a San Marino, Corsica e Vaticano	150			150	
Assegnata a interrompibili con delibere n. 301/01 e n. 190/02	950			250	1 200
Assegnata a interrompibili con delibera n. 157/03	550				550
Totale capacità disponibile ad assegnazione per 2004			750		
Capacità resasi disponibile con delibera n. 151/03	1 500		250		1 750
di cui assegnata al mercato vincolato (40%)		700			
di cui assegnata al mercato libero (60%)		1 050			
Totale capacità assegnata al mercato vincolato		2 700			
Totale capacità assegnabile al mercato libero		1 800			

Fonte: GRTN.

La capacità assegnata al mercato libero per clienti non interrompibili ammonta nel 2004 a 1 800 MW a fronte dei 2 700 assegnati al mercato vincolato. Tale valore tuttavia è valido solo nella fascia invernale nelle ore giornaliere; per gli altri periodi dell'anno la delibera n. 151/03 attribuisce al GRTN il compito di individuare i coefficienti di riduzione da applicare alla capacità massima di importazione, differenziati per periodo e per frontiera. I risultati delle assegnazioni sono riportati più avanti nei paragrafi dedicati ai clienti idonei.

TAV. 4.16 **COEFFICIENTI DI RIDUZIONE DELLA CAPACITÀ D'IMPORTAZIONE PER PERIODO DELL'ANNO**

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA
Inverno giorno	1,00	1,00	1,00	1,00
Inverno notte	0,82	0,46	0,90	0,82
Estate giorno	0,77	0,61	0,79	0,91
Estate notte	0,64	0,43	0,71	0,82

Fonte: GRTN.

CARATTERISTICHE STRUTTURALI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

Nei paragrafi precedenti è stata descritta la struttura dell'offerta di energia elettrica nazionale, sintetizzandola in tre voci fondamentali: produzione nazionale al netto dei ritiri obbligati (67 per cento del fabbisogno nazionale), importazioni (16 per cento) e ritiri obbligati ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (17 per cento).

Nei prossimi paragrafi si provvede a esporre come l'offerta si combini in termini quantitativi con la domanda fornendo i dati relativi al mercato vincolato e al mercato libero.

TAV. 4.17 **SINTESI DI DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA NEL 2003**

GWh

	PRODUZIONE NETTA	PERDITE DI TRASMISSIONE	MERCATO LIBERO	MERCATO VINCOLATO
Produzione nazionale destinata ai consumi (A)	214 290		65 618	128 114
Importazioni	51 486		34 786	16 700
Ritiri obbligati (CIP6)	53 882		40 296	13 586
Totale	319 658	20 558	140 700	158 400

(A) Produzione nazionale al netto dell'energia destinata ai servizi della produzione, ai pompaggi e all'esportazione.

Per quanto riguarda le modalità di approvvigionamento, tramite scambio in borsa elettrica, contratti bilaterali, assegnazioni pro-quota per l'energia d'importazione ed energia CIP6 per il mercato libero e tramite l'Acquirente Unico per il mercato vincolato, si rimanda alle sezioni successive del Capitolo.

In particolare nella sezione "mercato" verranno descritte le opzioni di approvvigionamento dei clienti idonei e nella sezione "attività regolate" le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

Evoluzione del mercato vincolato

Il mercato vincolato comprende due tipologie di consumatori: i clienti i cui consumi non soddisfano i requisiti di idoneità (100 000 MWh dal 29 aprile 2003) e i clienti potenzialmente idonei che decidono di restare nel mercato vincolato. Con l'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici saranno potenzialmente idonei e potranno scegliere liberamente il proprio fornitore.
Il peso del mercato vincolato, in termini di consumi di energia elettrica, è diminuito di circa cinque punti percentuali nel corso del 2003 rispetto all'anno precedente.

TAV. 4.18 **CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA 2001-2003**

	2001		2002		2003	
	GWh	% SU MERCATO TOTALE	GWh	% SU MERCATO TOTALE	GWh	% SU MERCATO TOTALE
Mercato vincolato	187 183	65,6	170 543	58,6	158 400	53,0
Mercato libero	75 995	26,6	98 224	33,8	119 700	40,0
Autoconsumo	22 314	7,8	22 193	7,6	21 000	7,0
Mercato totale	**285 492**	**100**	**290 960**	**100**	**299 100**	**100**

Fonte: GRTN per gli anni 2001 e 2002; stima AEEG su dichiarazioni degli operatori per il 2003.

Relativamente all'anno 2002 il GRTN ha effettuato una prima rilevazione statistica sulla mobilità della clientela che consente di quantificare sia il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, sia i cambiamenti di fornitore all'interno del mercato libero. In particolare, nel corso del 2002 circa 13 000 clienti (misurati come punti di prelievo di energia dalla rete) sono passati dal mercato vincolato al mercato libero per un totale di 21 800 GWh, pari al 7,5 per cento del mercato totale, mentre circa 3 000 clienti hanno cambiato fornitore nell'ambito del mercato libero, per consumi pari a 18 200 GWh, ovvero il 6,3 per cento del mercato totale.
Con l'abbassamento della soglia di idoneità a consumi pari a 100 000 kWh annui a partire dal 29 aprile 2003, i clienti idonei erano diventati 144 000 per un consumo complessivo di 191 000 GWh riferito al 2002. I dati relativi all'anno

solare 2003 evidenziano il fatto che i clienti idonei abbiano continuato ad approvvigionarsi sul mercato vincolato per circa il 20 per cento del loro fabbisogno come esposto nel paragrafo successivo.

Per effetto della completa apertura della domanda relativa ai clienti non domestici dall'1 luglio 2004 il numero di clienti idonei sarà pari a circa 5 milioni. È possibile quantificare i consumi dei clienti vincolati che a quella data diventeranno potenzialmente idonei in circa 95 000 GWh. Qualora tutti i clienti potenzialmente idonei migrassero al mercato libero, il mercato vincolato si attesterebbe quindi sui 63 000 GWh. La convenienza economica del passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, per le piccole e medie imprese, dipenderà in larga misura dalla differenza tra la tariffa del mercato vincolato e il prezzo del mercato libero, dato che i costi di transazione legati alla ricerca di un nuovo fornitore non sembrerebbero essere particolarmente elevati rispetto al valore della transazione.

Evoluzione del mercato libero

Mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

La consistenza del settore dei clienti idonei nell'ultimo anno non ha subìto significative variazioni rispetto al 29 aprile 2003, quando la soglia di idoneità è scesa a 100 MWh, in termini né di aumento del numero di siti di consumo, né di energia elettrica consumata. Infatti, il numero dei clienti idonei è cresciuto di appena 4 000 unità e l'energia consumata di 4,3 TWh.

L'incremento, inferiore al 3 per cento, è da imputarsi soprattutto al riconoscimento di idoneità ad autoproduttori, i cui prelievi non raggiungono la soglia, e a punti di prelievo i cui consumi superano i 100 000 kWh solo se aggregati in siti di consumo multipli (reti, prese multiple ecc.) e che, pertanto, non erano stati contemplati negli obblighi di dichiarazione di idoneità in capo ai gestori delle reti di distribuzione ai sensi della delibera 13 marzo 2003, n. 20. A questi si aggiungono i nuovi siti (o anche siti già esistenti) che hanno potuto dimostrare di aver superato la soglia, in base ai consumi mensili registrati nel corso del 2003. Per tali clienti il riconoscimento di idoneità è stato facilitato mediante il ricorso a una procedura di autocertificazione telematica, applicata in tempo reale.

Complessivamente, i punti di prelievo dell'energia elettrica che fanno capo ai siti idonei sono 257 992, con una media di 1,75 punti di prelievo per sito. Il Lazio, in particolare, è la regione in cui è più elevato il numero di punti di prelievo per sito (ovvero 6); infatti, tra i clienti finali localizzati in tale regione sono inclusi alcuni dei maggiori tra i siti di consumo distribuiti sul territorio. Tra questi, per esempio, ci sono clienti idonei come Consorzio Energia Gruppo Telecom Italia S.p.A., Poste Italiane S.p.A., BNL Banca nazionale del lavoro S.p.A., Radio

Dimensione Suono S.p.A., Wind Telecomunicazioni S.p.A., che hanno punti di prelievo distribuiti in tutta Italia, ma i cui siti sono stati collocati convenzionalmente in questa regione in quanto vi è ubicata la loro sede legale o il loro punto di prelievo principale.

A livello regionale e in termini relativi, l'aumento maggiore del numero dei siti dopo l'abbassamento della soglia, imputabile alle autocertificazioni effettuate dai clienti idonei, è stato registrato in Val d'Aosta e in Umbria (rispettivamente 55,6 e 13,8 per cento) mentre gli incrementi minori sono avvenuti in Sardegna e in Sicilia (0,4 e 0,7 per cento).

Come si rileva dalla tavola 4.19 il consumo di energia elettrica dei clienti idonei che si sono approvvigionati sia sul mercato libero sia su quello vincolato, da aprile 2003 ad aprile 2004, è stato pari a 195,5 TWh, di cui 177,7 corrispondono all'energia prelevata dalla rete. Il consumo medio per sito di consumo si attesta su 1,3 GWh, sostanzialmente identico al consumo medio rilevato a fine aprile 2003.

La distribuzione dei clienti finali in classi di consumo è rimasta praticamente invariata: circa un terzo dei consumi è riconducibile a siti con consumi superiori a 100 GWh (in questa classe sono inclusi, oltre ai grandi consumatori "storici", anche i siti distribuiti maggiori i cui consumi complessivi nell'ultimo anno sono aumentati in virtù dell'acquisizione dell'idoneità nel loro ambito di numerosi nuovi punti di prelievo), un terzo riguarda siti con consumi compresi tra 5 e 100 GWh, e poco più di un terzo i siti dei piccoli utilizzatori con consumi inferiori a 5 GWh I nuovi clienti finali con consumi inferiori a 1 GWh rappresentano l'86,2 per cento dei clienti finali idonei, ma appena il 17,3 per cento dei consumi.

L'incidenza dell'energia prodotta e consumata dagli autoproduttori risulta pari al 9 per cento del consumo complessivo dei clienti finali idonei, con una diminuzione di 1,7 TWh rispetto all'anno precedente.

I dati relativi all'anno solare dall'1 gennaio al 31 dicembre 2003 indicano che i siti idonei erano circa 145 000 per un totale di 249 000 punti di prelievo; a questi siti corrisponde un prelievo dalla rete complessivamente pari a 176,2 TWh[2]. Come evidenziato nel bilancio degli operatori elettrici (Tav. 4.1) l'energia fornita sul mercato libero ammonta, invece, a circa 140 TWh; pertanto, il 20 per cento dell'energia prelevata da clienti idonei nel 2003 è stato approvvigionato sul mercato vincolato. La differenza, pari a circa 36 TWh, corrisponde essenzialmente ai siti con consumi inferiori a 1 GWh, che in buona parte sono rimasti sul mercato vincolato.

2 La differenza rispetto al valore di 177,7 TWh rilevato al 30 aprile è attribuibile ai clienti idonei riconosciuti dopo il 31 dicembre 2003.

TAV. 4.19 EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO 2003-2004

	APRILE 2003[A]			APRILE 2004		
	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)
Per regione						
Val d'Aosta	239	0,4	1,7	372	0,6	1,6
Piemonte	11 688	19,1	1,6	11 966	19,9	1,7
Lombardia	34 245	45,9	1,3	35 066	46,3	1,3
Liguria	3 033	3,5	1,1	3 107	3,5	1,1
Veneto	15 976	20,0	1,3	16 568	19,4	1,2
Trentino Alto Adige	3 558	3,6	1,0	3 666	3,8	1,0
Friuli Venezia Giulia	3 810	7,1	1,9	3 944	7,0	1,8
Emilia Romagna	14 390	17,8	1,2	14 955	18,1	1,2
Toscana	10 301	11,0	1,1	10 555	11,2	1,1
Marche	4 498	4,0	0,9	4 679	4,0	0,8
Umbria	1 277	3,8	2,9	1 453	3,9	2,7
Lazio	8 926	9,3	1,0	9 119	10,8	1,2
Abruzzo	2 612	4,1	1,6	2 719	5,6	2,1
Molise	517	0,9	1,7	526	0,9	1,6
Campania	7 397	9,1	1,2	7 502	8,8	1,2
Puglia	6 449	7,3	1,1	6 567	7,6	1,2
Basilicata	1 056	1,5	1,4	1 067	1,5	1,4
Calabria	2 751	1,5	0,5	2 798	1,5	0,5
Sicilia	7 787	12,4	1,6	7 817	12,0	1,5
Sardegna	3 306	8,7	2,6	3 328	8,7	2,6
Per classe di consumo (GWh)						
0,1 - 0,2	67 590	9,5	0,1	69 550	9,6	0,1
0,2 - 0,5	40 474	12,6	0,3	41 756	12,9	0,3
0,5 - 1,0	14 966	10,6	0,7	16 140	11,3	0,7
1,0 - 2,0	10 105	13,4	1,3	9 448	13,1	1,4
2,0 - 5,0	6 296	19,5	3,1	6 418	19,7	3,1
5,0 - 10,0	2 276	15,8	6,9	2 326	16,0	6,9
10,0 - 20,0	1 115	15,5	13,9	1 152	16,0	13,9
20,0 - 50,0	597	18,1	30,3	589	17,8	30,3
50,0 - 100,0	208	14,3	69,0	209	14,5	69,6
> 100,0	189	61,9	327,4	186	64,1	344,7
Totale	**143 816**	**191,1**	**1,3**	**147 774**	**195,1**	**1,32**

(A) Il riferimento è al 29 aprile 2003, giorno di abbassamento della soglia. Nella tavola 4.13 della *Relazione Annuale* 2003 corrisponde a "Maggio 2003".

Fonte: Banca dati clienti idonei.

Dal maggio 2003, con il forte abbassamento della soglia di idoneità, non sono più previste forme associate di accesso al mercato libero (imprese costituite in forma societaria, gruppi di imprese, multisito nazionali, consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica), finalizzate ad aumentare l'apertura del mercato. Tuttavia, i consorzi e le società consortili continuano a svolgere un ruolo importante di aggregazione della domanda, soprattutto nel settore delle piccole e medie imprese, come risulta da una prima e sommaria analisi dei dati forniti nell'ambito degli obblighi di informazione previsti dalla delibera n. 20/03 per i consorzi e le società consortili. In particolare, i dati disponibili consentono di valutare in circa 43 TWh il quantitativo totale di energia elettrica prelevata da clienti finali consorziati nel corso dell'anno solare 2003.

I siti di consumo consorziati alla fine del 2003 erano oltre 15 000 (circa l'11 per cento del totale dei clienti idonei), contro il 77 per cento rilevabile appena prima dell'abbassamento della soglia a 100 000 kWh. Il prelievo medio per sito di consumo è pari a 2,7 GWh, significativamente superiore alla media del prelievo per sito idoneo (1,3 GWh) a dimostrazione della tendenza a favorire l'entrata nell'ambito consortile dei siti più consistenti i quali, presumibilmente, implicano un minore costo di gestione a parità di energia acquistata. Invece, appare verosimile da contatti informali con gli operatori che i siti minori che hanno fatto ricorso al mercato libero si siano avvalsi del supporto di associazioni di categoria o di consulenti.

Semplificazione delle procedure di riconoscimento dell'idoneità

La delibera n. 20/03, *Definizione per il riconoscimento e la verifica della qualifica di cliente idoneo e altri obblighi di informazione*, ha recepito l'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57; esso stabilisce che a partire dal novantesimo giorno dalla cessione da parte di Enel della terza Genco (avvenuta il 29 aprile 2003), sono idonei i clienti finali che hanno avuto nell'anno solare precedente un consumo superiore a 0,1 GWh. In base alle precedenti disposizioni della delibera 30 giugno 1999, n. 91, per ottenere il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo i soggetti dovevano presentare all'Autorità una dichiarazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete nell'anno solare precedente, rilasciata dal gestore della rete di distribuzione e, nel caso degli autoproduttori, una dichiarazione dell'Ufficio tecnico di Finanza dell'energia autoprodotta; il rilascio di tali dichiarazioni, insieme all'intero iter burocratico per il riconoscimento dell'idoneità, spesso ha rallentato, e talvolta scoraggiato, il passaggio al mercato libero.

Con l'obiettivo di semplificare la procedura per il riconoscimento dell'idoneità, la delibera n. 20/03 ha posto in capo ai gestori delle reti il compito di identificare a priori i clienti idonei, disponendo di trasmettere all'Autorità l'elenco dei

clienti finali allacciati alle proprie reti i cui prelievi fossero stati nel 2002 superiori a 0,1 GWh. Infatti, ai sensi del sopracitato art. 10 della legge n. 57/01, tali clienti finali sono a tutti gli effetti idonei anche senza chiedere il formale riconoscimento.

Per i clienti finali con particolari tipologie di prelievo (autoproduttori, siti con più punti di prelievo che nel complesso arrivano alla soglia di consumo prevista, siti con durata dei prelievi inferiore a 365 giorni e per i quali la medesima soglia è raggiungibile solo in proporzione alla durata effettiva dei prelievi), nonché per quelli che per qualsiasi altro motivo non risultassero inseriti negli elenchi trasmessi dai gestori delle reti, nonostante avessero avuto un consumo superiore a 100 000 kWh, l'Autorità ha predisposto un sistema di autocertificazione telematica.

Alla data del 30 aprile 2004 erano stati iscritti nell'elenco, tramite tale procedura, oltre 4 000 siti (circa il 2,8 per cento di quelli presenti in elenco) per un totale di 32 115 punti di prelievo (mediamente quasi 18 punti di prelievo per ogni sito di consumo); tra i siti con più di un punto di prelievo si evidenziano soprattutto reti idriche, reti fognarie, reti comunali e reti di illuminazione pubblica. I contatti quotidiani con gli operatori del mercato hanno consentito di rilevare come la procedura telematica sia stata accolta positivamente, in particolare perché consente la pubblicazione in tempo reale degli estremi del sito di consumo idoneo.

Al fine di promuovere lo sviluppo del mercato libero, l'Autorità ha ritenuto opportuno che, contestualmente alla prima fatturazione successiva al 29 aprile 2003, i gestori delle reti di distribuzione pubblicizzassero l'avvenuto abbassamento della soglia di idoneità. Ciascun gestore di rete, infatti, aveva l'obbligo di informare tutti i propri clienti finali o, in alternativa, i soli clienti finali i cui prelievi nel 2002 fossero stati superiori a 100 000 kWh, della possibilità, per i clienti idonei, di stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con soggetti diversi dallo stesso gestore, esercitando la facoltà di recesso unilaterale di cui alla delibera 20 ottobre 1999, n. 158.

I dati identificativi dei clienti idonei, resi disponibili dai gestori delle reti o trasmessi in sede di autocertificazione, vengono pubblicati sull'elenco dei clienti finali idonei. Esso è stato istituito con finalità informative; tuttavia, vi è la possibilità per i singoli clienti idonei di non rendere pubblici i propri dati. Complessivamente i siti autocertificati per cui è stato scelto di non pubblicare i dati sono 584 (pari al 14 per cento delle autocertificazioni), mentre tra i clienti finali che sono stati inseriti nell'elenco in base alla comunicazione trasmessa dai gestori delle reti, tale preferenza è stata espressa solo per 219 siti, quasi tutti aderenti a un unico consorzio d'acquisto. L'oscuramento non favorisce il processo di liberalizzazione e, peraltro, complica la verifica delle condizioni di idoneità

da parte dei gestori delle reti di distribuzione e del GRTN.

La delibera n. 20/03, oltre all'elenco dei clienti finali, ha predisposto la pubblicazione di elenchi per clienti esteri (al 30 aprile è presente un solo soggetto), grossisti e distributori idonei (complessivamente 351 di cui 296 grossisti), consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica (complessivamente 390) e produttori con potenza installata – riferita all'insieme degli impianti che fanno capo a uno stesso soggetto giuridico – superiore a 10 MVA.

La pubblicazione in elenco dei produttori, dei consorzi e delle società consortili per l'acquisto di energia elettrica sul sito Internet dell'Autorità garantisce la più ampia conoscenza dei soggetti che operano sul mercato elettrico al fine di favorire il processo di liberalizzazione. Fino al gennaio 2004 si erano iscritti nell'elenco dei produttori appena 31 soggetti, rispetto a un potenziale molto più elevato; l'Autorità, pertanto, ha inviato una lettera informativa sull'istituzione di tale elenco e sui requisiti necessari per esservi inseriti a oltre 600 società che risultavano disporre di impianti di produzione di energia elettrica. Nei due mesi successivi, l'elenco dei produttori è arrivato a contare 110 soggetti distinti.

Al fine di assicurare all'Autorità le informazioni necessarie per seguire lo sviluppo del mercato libero nel contesto nazionale dell'energia elettrica, la delibera n. 20/03 ha mantenuto gli obblighi di informazione previsti già dalla delibera n. 91/99 a carico di grossisti, distributori idonei, clienti esteri, gestori di rete e clienti finali autoproduttori e ha istituito quelli a carico di produttori, consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica.

Le disposizioni per l'accesso al mercato libero dovranno essere nuovamente riviste successivamente al recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE del 26 giugno 2003; essa stabilisce (art. 21, comma 1, lettera b) che dall'1 luglio 2004 saranno idonei tutti i clienti finali non domestici.

MERCATO

Borsa elettrica

L'avvio della borsa elettrica nel nostro paese è una delle tappe fondamentali del processo di liberalizzazione del settore elettrico come delineato nel decreto legislativo n. 79/99.

Ai sensi dell'art. 5, comma 2, di detto decreto, la borsa elettrica doveva diventare operativa l'1 gennaio 2001; tuttavia, soltanto nel corso del 2003 e più estesamente nel 2004 è stato possibile, se pur in forma ancora transitoria, inaugurare un mercato di dispacciamento di merito economico.

Le modalità di vendita e remunerazione degli impianti di produzione cambiano radicalmente nella nuova cornice. Sino a oggi, sulla base di un dispacciamento detto "passante", il GRTN predisponeva con anticipo i programmi di produzione delle singole unità in modo tale da soddisfare le previsioni di domanda garantendo, contestualmente, un servizio di riserva e di bilanciamento in tempo reale. Il GRTN agiva con l'intento di assicurare tali servizi al minimo costo e gli operatori venivano remunerati sulla base di parametri definiti dall'Autorità, ciascuno afferente a una singola fase del servizio. Per esempio, il parametro CT garantiva la copertura del costo del combustibile, così come il PGf la remunerazione dei costi fissi.

Con l'entrata in funzione della borsa elettrica a regime, i prezzi e le quantità dell'energia elettrica nonché dei servizi ancillari (approvvigionamento di risorse per la gestione delle congestioni, per la gestione della riserva e del bilanciamento) saranno determinati dall'andamento di domanda e offerta. La programmazione degli impianti, pertanto, non è determinata dal GRTN ma si svolge nella borsa elettrica dove vengono raccolte le offerte di vendita e di acquisto di energia per ogni ora del giorno successivo. Il dispacciamento della borsa elettrica è definito "di merito economico" dal momento che le offerte di vendita e di acquisto sono ordinate rispettivamente in maniera crescente e decrescente in modo tale che il sistema permetta il soddisfacimento al minimo costo chiesto dai produttori della domanda espressa dai consumatori.

In Italia il mercato è stato organizzato in tre diversi passaggi: il mercato del giorno prima (MGP), il mercato di aggiustamento (MA) e il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Al mercato del giorno prima (progettato e gestito dal GME), che si svolge nella mattinata del giorno precedente al quale verranno effettuati gli scambi, partecipano produttori, clienti idonei e Acquirente Unico; vi si presentano le offerte in termini di prezzo e quantità relative a ciascuna ora del giorno successivo.

Al mercato di aggiustamento (progettato e gestito dal GME), che si svolge una volta chiuso l'MGP, gli operatori possono modificare i programmi definiti in conseguenza dell'MGP presentando nuove offerte di acquisto e di vendita. L'MA è reso necessario dal fatto che gli esiti dell'MGP possono non essere in linea con il funzionamento ottimale delle unità di produzione; la sua esistenza quindi permette, una volta noti gli esiti dell'MPG, una loro successiva correzione.

Il mercato per il servizio di dispacciamento (progettato e gestito dal GRTN) serve a indicare al GRTN la disponibilità (in termini di quantità e prezzo) dei diversi operatori ad aumentare o diminuire la potenza immessa o prelevata in ogni ora. Il GRTN impiegherà tale disponibilità per correggere a programma gli scambi definiti dai mercati gestiti dal GME in caso di incompatibilità con i vincoli di rete e per disporre di un margine di riserva, nel tempo reale, per bilanciare il sistema.

Inoltre, come previsto dal decreto legislativo n. 79/99, lo scambio di energia elettrica può avvenire anche tramite contratti bilaterali dove prezzi e quantità sono definiti dalle parti. Per garantire che le quantità oggetto di scambio bilaterale siano armonizzate con le esigenze della rete, i programmi di immissione e prelievo sono resi noti dagli operatori al GRTN il quale li comunica al GME che li inserisce sull'MGP a prezzo nullo.
Al mercato elettrico e alla possibilità di ricorrere ai contratti bilaterali si aggiungono due altre importanti fonti di approvvigionamento di energia elettrica, delle quali si tratta estesamente in paragrafi specifici della *Relazione Annuale*:

- l'energia elettrica si cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, ovvero i ritiri obbligati dell'energia, in gran parte in CIP6, da parte del GRTN;
- l'energia elettrica proveniente dalle importazioni.

Ai tre mercati a regime potranno prendere parte sia i produttori sia i consumatori, mentre per il regime a oggi in vigore il Sistema Italia 2004 è ancora una forma transitoria di mercato in cui la partecipazione è limitata ai soli produttori e la domanda è ancora definita, in base a previsione, dal GRTN.
La tempistica di adozione del mercato a regime ha previsto diverse tappe. Dal luglio 2003 è entrato in vigore il Sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (STOVE), la cui struttura è delineata dalla delibera del 26 giugno 2003, n. 67. Contemporaneamente il tavolo tecnico formato presso il Ministero delle attività produttive ha proposto l'istituzione di un mercato transitorio detto Sistema Italia 2004, le cui tappe di implementazione sono state definite con nota del Ministro delle attività produttive 11 dicembre 2003. In particolare era previsto che:

- a decorrere dall'8 gennaio 2004 veniva inaugurata una fase sperimentale di contrattazione sul mercato in parallelo al mantenimento del sistema transitorio delle offerte;
- dall'1 febbraio 2004 si procedeva a rendere operativo un mercato transitorio senza la partecipazione della domanda e in sostituzione dello STOVE;
- dall'1 aprile 2004 avrebbe dovuto compiersi il passaggio al mercato a regime.

La prima tappa è stata accompagnata dalla delibera del 23 dicembre 2003, n. 163, che ha esteso la validità dello STOVE per tutto il gennaio 2004 e ha introdotto alcune modifiche al suo funzionamento.
In previsione della seconda tappa, con la delibera 30 dicembre 2003, n. 168, l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di

merito economico, in modo tale da renderle compatibili agli indirizzi del Sistema Italia 2004, dopo che, con decreto 19 dicembre 2003 il Ministero delle attività produttive aveva provveduto ad approvare il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico.

L'inaugurazione della fase transitoria è stata posticipata di due mesi a seguito di una segnalazione del GRTN e del GME; questi, con lettera in data 28 gennaio 2004, comunicavano all'Autorità che i risultati delle prove per l'avvio del mercato elettrico, svoltesi nel mese di gennaio, inducevano a ritenere poco significative le indicazioni di prezzo e la funzionalità complessiva del mercato di aggiustamento e del mercato dei servizi di dispacciamento. In relazione a tale situazione, si è ritenuto opportuno procrastinare il periodo di prova per l'avvio del mercato elettrico.

Solo nel marzo 2004 il GRTN comunicava che, stanti gli esiti delle prove condotte, sussistevano le condizioni tecniche e operative per l'avvio del dispacciamento di merito economico; tuttavia, contrariamente alla tempistica identificata dal progetto originario del Sistema Italia 2004, emergeva la necessità di estendere la fase provvisoria del mercato senza la partecipazione della domanda sino al 31 dicembre 2004.

Pertanto, con la delibera 27 marzo 2004, n. 48, l'Autorità ha disposto l'avvio del dispacciamento di merito economico a far data dall'1 aprile 2004, definendo una disciplina aderente alle esigenze poste dall'operatività del Sistema Italia 2004 senza partecipazione attiva della domanda, che resterà in vigore per il solo anno 2004. Contestualmente all'avvio del regime di dispacciamento di merito economico è entrato in operatività il sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.

Erogazione del servizio di dispacciamento

Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento (delibera n. 168/03)

Con la delibera n. 168/03 l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli artt. 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99, adeguando le condizioni già stabilite con la delibera 30 aprile 2001, n. 95, agli indirizzi del Sistema Italia 2004. La delibera n. 95/01 è stata pertanto abrogata.

L'oggetto della delibera è il completamento della regolamentazione per l'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica conclusi nella borsa elettrica o al di fuori di essa. In altre parole con la delibera n. 168/03 vengono:

a) definiti i diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica una volta acquistata;
b) identificate le risorse per il servizio di dispacciamento e i suoi corrispettivi.

Per quanto riguarda il punto a), mentre in regime di monopolio la selezione delle unità di produzione è contestuale al dispacciamento sulla rete di trasmissione, in presenza di un dispacciamento di merito economico è necessario rendere compatibile il sistema di ordine di merito economico alle capacità di trasporto della rete. Diviene pertanto opportuno definire una modalità d'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'energia trattata sull'MGP, di aggiustamento e di dispacciamento. I diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono assegnati dal GME per conto del GRTN al momento dell'accettazione delle offerte di acquisto e di vendita, selezionate in base al criterio di merito economico. I contratti bilaterali, come abbiamo già detto in precedenza, sono infatti inclusi nell'MGP dal momento che sono inseriti a prezzo nullo da parte del GME su dichiarazione del GRTN. Per l'assegnazione della capacità di trasporto è definita la priorità di dispacciamento che garantisce siano dispacciate in ordine: le offerte di vendita delle unità essenziali ai fini della sicurezza individuate dal GRTN; le offerte delle fonti rinnovabili non programmabili e programmabili; le offerte da impianti di cogenerazione; le offerte da impianti in convenzione CIP6; le offerte delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria; le offerte dei contratti bilaterali e infine le altre offerte.
Per quanto riguarda il punto b), come abbiamo precedentemente illustrato nella schematizzazione dei tre mercati che articolano la borsa elettrica, l'MSD serve al GRTN per gestire le congestioni, il margine di riserva e, nella gestione del sistema elettrico in tempo reale, la flessibilità necessaria a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Gli operatori abilitati devono rendere disponibile al GRTN, nell'MSD, tutta la potenza dell'unità di produzione.
Le unità di produzione con caratteristiche tecniche non idonee alla fornitura di tali risorse dovranno pagare al GRTN il corrispettivo sostitutivo del servizio non fornito, da definire in seguito, su indicazione del GRTN. Quest'ultimo individua e remunera le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, inoltre definisce e pubblica l'indisponibilità della capacità produttiva e delle reti di trasmissione.
Gli utenti del dispacciamento sono tenuti a pagare al GRTN i corrispettivi per i servizi di dispacciamento, inclusi gli oneri derivanti da eventuali sbilanciamenti.
Tra le condizioni necessarie, per l'entrata in vigore del servizio di dispacciamento di merito economico, era inclusa l'adozione, da parte del GRTN, delle regole per il dispacciamento di cui all'art. 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99. Lo

schema delle regole è stato trasmesso dal GRTN all'Autorità, con lettera in data 10 marzo 2004 e successivamente integrato con lettera in data 26 marzo 2004.
Per quanto lo schema proposto contenesse alcune disposizioni non pienamente rispondenti ai contenuti della delibera n. 168/03, l'Autorità ha ritenuto opportuno approvare, con delibera 26 marzo 2004, n. 47, le regole per il dispacciamento di merito economico; questo a condizione che il GRTN recepisse entro 90 giorni le osservazioni inoltrate dall'Autorità contestualmente alla delibera n. 47/04, finalizzate a rendere le regole pienamente compatibili con l'assetto del dispacciamento disegnato dalla delibera n. 168/03.
Con la delibera n. 47/04, infine, l'Autorità ha stabilito che la validità delle regole per il dispacciamento di merito economico sia limitata alla fase transitoria del mercato e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2004. Entro il 30 settembre 2004, il GRTN dovrà pertanto trasmettere all'Autorità un nuovo schema di regole, a valere dall'1 gennaio 2005, coerente con le disposizioni di cui alla delibera n. 168/03.

Capacity payment

Il decreto legislativo del 19 dicembre 2003, n. 379, introduce nuove disposizioni in materia di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica. La sua finalità è quella di garantire, anche a seguito delle interruzioni al servizio verificatesi a giugno e a settembre 2003, l'adeguatezza della capacità produttiva, inclusi i margini di riserva, per la copertura della domanda nazionale.
Il decreto prevede un regime incentivante, basato su meccanismi concorrenziali, teso sia a orientare i comportamenti dei produttori di energia elettrica e, nel caso, dei clienti finali dotati di idonee caratteristiche tecniche, sia ad assicurare la disponibilità di capacità produttiva nei giorni ritenuti critici dal GRTN in ordine alla copertura della domanda.
La disciplina del *capacity payment* sarà definita dal Ministero delle attività produttive e da un successivo decreto elaborato su proposta del GRTN, sentita l'Autorità. Sino ad allora è previsto che l'Autorità introduca un sistema di remunerazione provvisorio dedicato agli impianti che mettono a disposizione la propria capacità produttiva nei giorni dell'anno che risultano, su segnalazione del GRTN, critici ai fini della copertura della domanda nazionale. Sono esclusi da tale remunerazione gli impianti in regime CIP6, le fonti rinnovabili non programmabili, nonché gli impianti che producono sulla base di contratti bilaterali per la quota impegnata in tali contratti.
La disciplina transitoria del *capacity payment* è stata introdotta dall'Autorità con la delibera n. 48/04.
In particolare, al fine di minimizzare gli oneri per i consumatori e rendere il

provvedimento compatibile con i sistemi di remunerazione dell'energia elettrica e della riserva previsti dall'avvio del dispacciamento di merito economico, l'Autorità ha ipotizzato l'introduzione di un meccanismo di *capacity payment* articolato in due voci:

- il corrispettivo specifico, pagato agli impianti in base alla loro disponibilità nei giorni critici dell'anno. Il suo valore è differenziato sia per giorni critici sia per fasce orarie. Il GRTN ha identificato sia giorni a elevata criticità, ovvero quelli lavorativi compresi tra il 7 giugno e il 10 settembre con esclusione del mese di agosto, e quelli dal 6 al 23 dicembre, sia giorni a media criticità, ovvero i rimanenti dell'anno a esclusione del periodo centrale di agosto e degli intervalli 8 marzo – 8 maggio e 27 settembre – 29 ottobre;
- il corrispettivo ulteriore, definito come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici (escluso il mercato per il servizio di dispacciamento), qualora essi, su base annua, risultino inferiori al valore dato dalla somma della produzione oraria moltiplicata per il valore massimo tra il prezzo di borsa e il prezzo dell'energia elettrica in regime amministrato (PG_n) ridotto del 20 per cento.

Le risorse relative alla copertura degli oneri derivanti dall'introduzione del *capacity payment* nella sua forma provvisoria, saranno reperite attraverso la componente tariffaria CD.

Funzioni di vigilanza del mercato elettrico

Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003, contestualmente all'approvazione del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, chiedeva, all'Autorità, nel suo art. 5, di definire:

- un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato;
- le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi sul mercato elettrico;
- i criteri per la costruzione, da parte del GME, di indici di prezzo dei mercati dell'energia elettrica e, da parte del GRTN, del mercato del servizio di dispacciamento.

In ottemperanza a tale disposto, l'Autorità ha pubblicato il Documento per la consultazione *Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.*

Il Documento per la consultazione prefigurava l'istituzione di un sistema di monitoraggio sulle contrattazioni che hanno luogo nel sistema delle offerte e al di fuori di esso, oltre che sull'evoluzione della struttura del mercato elettrico. Tale sistema di monitoraggio si sarebbe avvalso, fra l'altro, di una molteplicità di indici di mercato definiti dal GME e dal GRTN in conformità a criteri generali fissati dall'Autorità. Gli indici avrebbero fornito informazioni sintetiche relativamente a tre aspetti: la struttura dei mercati, gli esiti dei mercati e la condotta degli operatori su tali mercati. Fra gli indici di struttura era incluso un indice di offerta residuale volto a individuare gli operatori pivotali ai fini della fornitura di energia o di riserva nelle varie condizioni di carico. Fra gli indici che monitoravano gli esiti di mercato, invece, era previsto un indice detto di "soluzione competitiva" che avrebbe fornito informazioni circa l'esito ipotetico di un mercato concorrenziale sulla base di offerte a costi marginali convenzionali delle singole unità di generazione.

In materia di meccanismi di controllo del potere di mercato, il Documento per la consultazione proponeva due diverse misure: una transitoria basata su un controllo di quantità e l'applicazione di *bid cap*; un'altra di regime basata sull'obbligo, per gli operatori di mercato detentori di una quota di mercato superiore a una certa soglia, di stipulare contratti alle differenze con il garante della fornitura del mercato vincolato a un prezzo sorvegliato dall'Autorità.

Il controllo di quantità introdotto come misura transitoria per l'anno 2004 si fondava sull'accertamento a posteriori che la quantità venduta dall'operatore marginale nel mercato del giorno prima, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali, fosse non inferiore a quella che avrebbe venduto nel medesimo mercato offrendo tutta la propria produzione termoelettrica disponibile ai costi marginali convenzionali. L'accertamento di quest'ultima quantità avrebbe richiesto al GME di simulare l'equilibrio di mercato che si sarebbe determinato sostituendo i prezzi effettivamente offerti dall'operatore marginale per le sue unità termoelettriche con i costi marginali convenzionali attribuibili alle medesime. Qualora la quantità venduta dall'operatore fosse risultata inferiore a quella ottenuta tramite la predetta simulazione, alle offerte accettate sull'MPG relative a unità termoelettriche nella disponibilità dell'operatore di mercato marginale sarebbe stato riconosciuto un prezzo pari a quello indicato nelle medesime (remunerazione *pay as bid*) in luogo del prezzo marginale di sistema pubblicato dal GME (remunerazione *system marginal price*).

I *bid cap* introdotti come seconda misura transitoria per l'anno 2004 avrebbero impedito agli operatori di mercato la presentazione di offerte che fossero superiori al costo minore fra quello marginale convenzionale attribuibile all'unità di produzione aumentato del 100 per cento e quello marginale convenzionale attribuibile all'unità di produzione aumentato di 100 €/MWh.

La misura proposta per il controllo del potere di mercato a regime consisteva nell'obbligo di stipula di un contratto alle differenze con il garante della fornitura del mercato vincolato posto in capo agli operatori che detenessero una quota di mercato superiore al 20 per cento. Il garante della fornitura del mercato vincolato è infatti obbligato, in base al decreto del Ministero delle attività produttive, ad approvvigionarsi prevalentemente in borsa, previa stipula di contratti per la copertura dal rischio di prezzo e di quantità. Essa avrebbe ridotto significativamente gli incentivi degli operatori di mercato dominanti all'esercizio del proprio potere nel sistema delle offerte. Ciò in quanto la quota di ricavi soggetta all'andamento del prezzo di borsa sarebbe stata notevolmente ridimensionata. I ricavi maturati sulla quota di produzione coperta dai contratti alle differenze sono infatti indifferenti all'eventuale aumento dei prezzi di borsa al di sopra del prezzo di riferimento fissato nei predetti contratti. L'incentivo a razionare tale quota di produzione al fine di manipolare il prezzo di borsa viene quindi meno. La vigilanza dell'Autorità su detti contratti avrebbe altresì garantito che i prezzi di riferimento fossero in linea con quelli all'ingrosso fissati dalla medesima Autorità a tutela dei clienti del mercato vincolato e compatibili con un'equa remunerazione dei produttori.
La consultazione ha evidenziato le seguenti criticità:

- la generale avversione degli operatori a meccanismi che presupponessero una stima dei costi marginali delle unità di produzione considerato l'elevato grado di arbitrarietà della stessa;
- la forte propensione degli operatori per misure transitorie semplici e i cui effetti fossero più facilmente prevedibili;
- la notevole preoccupazione che i *bid cap* proposti fossero così stringenti da non consentire il recupero dei costi fissi delle unità di produzione con bassi fattori di carico;
- la pressante richiesta di estendere l'opportunità di stipulare contratti alle differenze in maniera non discriminatoria a tutti i produttori che intendessero offrire le coperture di cui il garante della fornitura del mercato vincolato necessita.

Con delibera 24 febbraio 2004, n. 21, l'Autorità ha provveduto a modificare le proposte contenute nel predetto Documento come segue:

- onde evitare i problemi connessi con l'arbitrarietà della stima dei costi marginali, si rinunciava alla elaborazione di un indice di soluzione competitiva volto a simulare l'ipotetico equilibrio di un mercato concorrenziale da usare come riferimento per valutare il grado effettivo di concorrenza sul mercato elettrico italiano;

- al fine di semplificare il regime transitorio, si introduceva una nuova modalità di calcolo delle quantità minime, eliminando la simulazione affidata al GME e sostituendola con una formula che determina le quantità minime in relazione al livello del carico, alla quota di mercato dell'operatore e a quella degli operatori concorrenti;
- onde ovviare ai problemi applicativi di un *bid cap* puntuale e in parziale accoglimento delle preoccupazioni degli operatori relative alla copertura dei costi fissi delle unità di punta, si è introdotto un *bid cap* unico posto pari a 500 €/MWh;
- al fine di estendere in maniera non discriminatoria a tutti gli operatori l'opportunità di stipulare contratti alle differenze con l'Acquirente Unico, è stato soppresso l'obbligo degli operatori di mercato con quote superiori al 20 per cento di fornire le necessarie coperture del rischio di prezzo e di quantità, imponendo viceversa all'Acquirente Unico di acquisire tali coperture tramite gara per un quantitativo non inferiore al 30 per cento del fabbisogno del mercato vincolato al netto dei contratti di importazione pluriennali e della produzione CIP6.

Con la delibera 27 marzo 2004, n. 49, l'Autorità ha infine previsto:

- la stipula di nuovi contratti differenziali da parte dell'Acquirente Unico con soggetti selezionati attraverso aste discriminatorie al ribasso, con un prezzo base d'asta superiore del 2 per cento rispetto alle aste indette ai sensi della delibera n. 21/04; gli esiti delle aste effettuate dall'Acquirente Unico in base a detta delibera rendevano infatti necessario richiedere all'Acquirente Unico la stipula di nuovi contratti differenziali per una migliore copertura dal rischio prezzo per i clienti del mercato vincolato;
- modifiche nella definizione degli indici di mercato introdotti con la delibera n. 21/04;
- una più precisa definizione del meccanismo di controllo di quantità al fine di renderla più adeguata alla realtà dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale e stabilendone una correlazione con la quantità dei contratti per differenza stipulati dall'Acquirente Unico.

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6

Assegnazioni ai clienti idonei della capacità d'importazione

L'allegato B alla delibera n. 157/03 riporta le disposizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione. Rispetto all'anno scorso sono state introdotte alcune novità che tengono conto delle disposizioni del decre-

to del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2003, nonché delle raccomandazioni del regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio n. 1228 del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e nel quale si richiede l'assegnazione della capacità d'importazione in base a criteri di mercato.

L'assegnazione annuale è ancora effettuata mediate il ricorso al metodo pro-rata e, a differenza dello scorso anno, la taglia minima per l'attribuzione di una banda è ridotta da 3 ad 1 MW. Al fine di promuovere la molteplicità dei soggetti assegnatari, è stato previsto che un singolo operatore non possa ottenere più del 10 per cento della capacità assegnabile per singola frontiera di importazione anche se è concesso di eccedere tale limite nelle successive ripartizioni della capacità residuale. È inoltre previsto che vengano escluse dalla partecipazione alle attribuzioni pro-rata i soggetti che abbiano acquistato volumi di importazione superiori a quelli assegnabili nel nostro paese rilevando le quote a disposizione di operatori esteri. Infine non è possibile partecipare alle assegnazioni pro-quota per una capacità superiore alla propria potenza di prelievo ed è necessario, una volta assegnata, dimostrare di impiegare la banda a disposizione per almeno l'80 per cento della sua potenzialità, pena il decadimento dell'assegnazione.

Sebbene l'attribuzione sia effettuata col criterio pro-rata, l'allegato B della delibera n. 157/03 coerentemente con quanto richiesto dal regolamento europeo 2003/1228/CE consente, in un secondo tempo, la libera cessione dei diritti di assegnazione delle bande di importazione anche a mezzo di un sistema di negoziazione della capacità di trasporto basato su metodi di mercato.

Viene inoltre stabilito che i diritti relativi a eventuali residui di capacità disponibile siano assegnati con meccanismo di mercato tramite sessioni settimanali o giornaliere gestite dal GRTN. Domanda e offerta sono infatti elencate a seconda dell'ordine di merito economico. Eventuale capacità non assegnata potrà essere gestita dal GRTN per i servizi di dispacciamento.

L'assegnazione annuale delle quote d'importazione del 2004 ha previsto due fasi:

- una prima assegnazione della capacità riservata ai clienti interrompibili istantaneamente per 550 MW;
- una seconda assegnazione che alla potenza disponibile al 2004, 750 MW, sommi i 1 750 MW ceduti dai clienti interrompibili stessi di cui 1 200 MW relativi alle assegnazioni triennali svolte nel 2002 e nel 2003 e 550 MW relativi all'assegnazione 2004.

I 550 MW sono stati assegnati a 84 clienti finali i quali hanno tutti esercitato la facoltà di rinunciare alla banda di assegnazione dietro compenso stabilito dal-

l'Autorità di 21 €/MWh. Anche la totalità dei titolari dei 1 200 MW assegnati nel 2002 e nel 2003 si sono avvalsi della facoltà di recesso. Avere rinunciato, a fronte di un riconoscimento di 21 €/MWh, alla capacità d'importazione assegnata prioritariamente per il servizio di interrompibilità, implica per tali operatori la disponibilità all'interruzione istantanea indipendentemente dalla modalità di fornitura.

La seconda assegnazione ha pertanto visto l'allocazione di 750 MW più il 60 per cento della capacità ceduta dagli interrompibili pari a più o meno 1 050 MW. I circa 1 600 MW disponibili sulla frontiera nord-ovest sono stati assegnati a 48 clienti idonei e i 200 MW sulla frontiera nord-est a 38 clienti idonei.

A questa assegnazione al mercato libero vanno aggiunti 150 MW attribuiti sulla frontiera meridionale a 37 operatori e i 1 400 MW a disposizione dei gestori esteri.

Assegnazioni ai clienti idonei delle bande CIP6

Le quantità e le modalità d'assegnazione della capacità produttiva disponibile nell'anno 2004 dagli impianti di generazione di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000, ovvero della capacità di produzione relativa ai ritiri obbligati da parte del GRTN dell'energia ai sensi dell'art. 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, che abbiamo visto, nei paragrafi precedenti, essere costituita quasi totalmente da impianti di produzione in CIP6, sono state leggermente modificate rispetto agli anni precedenti.

La disponibilità di capacità CIP6 ammonta, come per lo scorso anno, a 4 400 MW costanti anno e a ulteriori 200 MW assegnabili su base trimestrale. Cambia tuttavia la ripartizione delle bande per tipologia di utente.

I riferimenti normativi per la nuove procedure di assegnazione sono delineati dal decreto del Ministero delle attività produttive del 29 gennaio 2004 e dall'allegato A della delibera dell'Autorità 6 febbraio 2004, n. 13. Le modifiche introdotte sono orientate a rendere il meccanismo di allocazione della capacità produttiva degli impianti CIP6 maggiormente orientato alle evoluzione del mercato elettrico e a considerazioni di sicurezza del sistema.

In conformità con quanto avvenuto nelle assegnazioni delle bande d'importazione anche nell'allocazione della capacità CIP6 non si è più differenziato per tipologia di clienti in base alla disponibilità a concedere il servizio di interruzione o in base al profilo dei prelievi.

Scompaiono dunque, rispetto al 2003, la assegnazioni in via prioritaria per i clienti interrompibili con preavviso e per i clienti che avevano almeno il 55 per cento dei consumi in F4. Per quanto riguarda le bande a disposizione dei clienti interrompibili con preavviso, si è ritenuto opportuno, in conformità con quanto disposto nelle assegnazioni della capacità d'importazione, scorporare tale servi-

zio per garantire la sicurezza del sistema dell'assegnazione della capacità disponibile in CIP6 e per remunerarlo indipendentemente dalla modalità di approvvigionamento. Con delibera n. 151/03 l'Autorità ha stabilito il corrispettivo per tale servizio pari a 8 €/MWh.

A seguito della decisione del Consiglio di Stato n. 1605/03 che richiede l'applicazione del principio di spartizione tra mercato vincolato e mercato idoneo della potenza disponibile, il 20 per cento della capacità CIP6 (880 MW su base annua) è stato destinato all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato; 3 520 MW sono stati assegnati ai clienti idonei, senza alcun vincolo di interrompibilità.

Le modalità di assegnazione non prevedono più un'allocazione della capacità con procedura d'asta, ma tramite un'attribuzione pro-quota, le cui procedure sono delineate dalla delibera n. 13/04. Assegnazione pro-quota significa che data la capacità disponibile a 3 520 MW, una volta note le richieste di assegnazione da parte dei clienti idonei il GRTN provvede a ridurre queste ultime in ragione del rapporto tra il loro ammontare complessivo e la potenza disponibile.

La banda di assegnazione minima è di 1 MW e ciascun operatore non può eccedere il 10 per cento della capacità disponibile. La potenza assegnabile non può essere superiore alla potenza media prelevata nel 2003 al netto delle assegnazioni di capacità disponibile all'importazione, inclusa la capacità eventualmente rinunciata a fronte del servizio di interrompibilità.

TAV. 4.20 **ASSEGNAZIONE DELLA CAPACITÀ CIP6 PER GLI ANNI 2003-2004**

MW

	2003	2004
Capacità annuale disponibile	4 400(A)	4 400(A)
Destinata a clienti idonei senza vincoli	3 000	3 520
Destinata a clienti idonei interrompibili con preavviso	1 000	-
Destinata a clienti idonei con consumi in F4 superiori al 55%	400	-
Destinata ad Acquirente Unico per approvvigionamento mercato vincolato	-	880

(A) La produzione relativa ad ulteriore capacità resasi disponibile è assegnata, nel 2003 e 2004, al mercato vincolato.

Nel 2003 la definizione del prezzo finale dell'energia CIP6 era determinata dall'andamento di due componenti: la prima costituiva la base d'asta e faceva riferimento ai costi fissi di generazione, stabiliti a 24,3 €/MWh e oggetto di eventuale rilancio da parte degli operatori, la seconda invece era indicizzata agli andamenti del parametro Ct. Nel 2004, con l'assegnazione pro-quota la componente relativa ai costi fissi di generazione rimane ferma a 25 €/kWh, mentre la

componente variabile del prezzo di assegnazione sarà indicizzata, da luglio, sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Alle assegnazioni del 2003 avevano partecipato tre categorie di clienti idonei: gli interrompibili con preavviso, ai quali era stata riservata una potenza di 1 000 MW, quelli con un consumi per almeno il 55 per cento in fascia F4 per una potenza di 400 MW e i clienti idonei senza vincoli per la rimanente quota di 3 000 MW.

La tavola 4.21 riporta il consuntivo delle allocazioni nel 2003.

TAV. 4.21 **ASSEGNAZIONI CIP6 NEL 2003: QUANTITÀ E PREZZO MEDIO DI CESSIONE PER TIPOLOGIA D'UTENZA**

	GWh	c€/kWh
Energia venduta al mercato libero	40 296	52,54
Energia venduta ai mercato vincolato	13 586	63,12
Totale	**53 882**	**55,21**

ATTIVITÀ REGOLATE

Nuovo periodo regolatorio

Assetto del settore elettrico e regolazione tariffaria

Il settore elettrico è stato oggetto nell'ultimo quinquennio di una rapida evoluzione organizzativa, spinta dal processo di deverticalizzazione e *unbundling* attivato nel paese anche a seguito dell'emanazione delle Direttive europee. Il sistema di regolazione tariffaria proposto dall'Autorità per il periodo 2004-2007, coerentemente con quanto previsto già nel precedente periodo regolatorio, si basa su una articolazione verticale tra le attività e si propone di favorire lo sviluppo della concorrenza in tutte le fasi della filiera non soggette, dalla normativa vigente, a vincoli di esclusiva. Di seguito vengono individuate le principali attività che articolano il settore elettrico, indicando anche i relativi ambiti di intervento tariffario.

La produzione di energia elettrica è un'attività libera anche se sottoposta a obblighi derivanti dalla sua caratteristica di pubblico servizio. Per gli anni antecedenti al 2003, tenendo conto della mancata attivazione del sistema delle offerte (borsa elettrica), si è previsto che l'Autorità fissasse il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato. Con l'avvio dell'operatività del sistema delle offerte, il prezzo percepito dai produttori di energia elettrica, indipendentemente che a consumarla siano i clienti del mercato libero

o quelli del mercato vincolato, è stabilito da meccanismi di mercato o tramite contrattazione bilaterale.

Le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato e assegnate al GRTN. In quanto svolte in regime di esclusiva, esse richiedono un intervento di regolazione mirante a garantire l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, la presenza di incentivi al recupero dell'efficienza e la fissazione di prezzi orientati ai costi. Il perseguimento di tali obbiettivi, in particolare l'incentivazione al recupero di efficienza, non può prescindere dalla struttura organizzativa e proprietaria delle infrastrutture. Per il nuovo periodo regolatorio sono state individuate soluzioni in materia di regolazione dei corrispettivi che tengano conto della prevista riunificazione tra proprietà delle infrastrutture di rete e gestione delle medesime.

Nel precedente periodo regolatorio l'attività di trasmissione era remunerata nell'ambito delle opzioni tariffarie per il trasporto (che comprendeva trasmissione e distribuzione). Il nuovo regime prevede invece una tariffa amministrata specifica per la trasmissione. Sotto il profilo delle modalità di copertura dei costi sostenuti per il dispacciamento è necessario analizzare separatamente la fase di gestione di tale attività da quella dell'approvvigionamento delle risorse necessarie al suo espletamento. I costi relativi al servizio di dispacciamento sono di pertinenza del GRTN. Essi, nel precedente periodo regolatorio, trovavano copertura in componenti tariffarie definite in via amministrativa e ricomprese nell'ambito delle tariffe di trasporto; nel nuovo periodo regolatorio, per i clienti del mercato vincolato, gli stessi trovano copertura nell'ambito delle tariffe di vendita. Per i clienti del mercato libero è prevista, invece, una specifica componente tariffaria. Con l'avvio della borsa elettrica, l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento è basato sia su meccanismi di mercato (gestione delle congestioni, gestione della riserva secondaria e terziaria, bilanciamento) che hanno come riferimento il mercato dei servizi di dispacciamento, parte integrante della borsa elettrica, sia su meccanismi non di mercato (riserva primaria, regolazione di tensione, servizio di *black start*). Per i clienti finali vincolati sono comunque previsti dispositivi tariffari che consentono di trasferire a valle in modo appropriato i segnali generatisi nelle fasi a monte della filiera.

L'attività di distribuzione è svolta in regime di esclusiva sulla base di concessioni accordate dal Ministro delle attività produttive. La procedura di rilascio delle concessioni ha consentito di individuare con chiarezza l'oggetto di tale attività, vale a dire:

- la gestione delle reti di distribuzione;
- la decisione degli interventi di manutenzione;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;

- l'esercizio degli impianti;
- l'esecuzione degli interventi di manutenzione;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo.

Similmente alle considerazioni svolte riguardo a trasmissione e dispacciamento, il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione, nel quadro normativo attuale, richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività. Per il nuovo periodo regolatorio è stato di fatto confermato il precedente regime basato sulle opzioni tariffarie offerte dal distributore.

L'attività di vendita dell'energia elettrica è libera. La necessità di garantire sia un'adeguata tutela dei clienti del mercato vincolato, sia il rispetto dell'univocità della tariffa sull'intero territorio nazionale, rende comunque necessario un intervento di regolazione tariffaria da parte dell'Autorità in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Sulla base delle disposizioni previste per il nuovo periodo regolatorio, i clienti vincolati pagano, nell'ambito della tariffa di vendita, il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente Unico, che dall'1 gennaio 2004 è il garante della fornitura nei loro confronti. Tale costo, trasferito poi ai clienti finali, è determinato come stima del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, tenendo conto di tutte le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico stesso (borsa, contratti bilaterali, contratti per differenze, *import* e CIP6). Le tariffe di vendita includono la remunerazione del servizio di commercializzazione della vendita che, rispetto al precedente periodo regolatorio, è stato distinto da quello di commercializzazione della distribuzione.

La misura dell'energia elettrica, pur essendo un'attività potenzialmente libera, in considerazione dell'attuale assetto organizzativo e regolatorio richiede l'introduzione di meccanismi di regolazione tariffaria a tutela degli utenti di tale servizio. Solo in seguito all'avvio del processo di apertura alla concorrenza della misura, la sua regolazione tariffaria potrà essere gradualmente rimossa.

Durante il primo periodo regolatorio, che si è concluso a fine gennaio 2004, la copertura dei costi per l'erogazione del servizio di misura non avveniva tramite una separata e identificabile componente tariffaria, bensì per mezzo dei ricavi relativi al servizio di trasporto. Per il nuovo periodo regolatorio è stata invece definita una voce specifica a copertura di tale costo.

Il nuovo Testo integrato

Con l'allegato A alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5, l'Autorità ha definito, per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 dicembre 2007, la regolazione dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Il nuovo Testo integrato, la cui predisposizione ha impegnato gli Uffici dell'Autorità per buona parte del 2003, ha sostituito quello in vigore in precedenza, approvato con delibera dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228 e successivamente modificato e integrato.

L'approvazione del provvedimento che regola il secondo periodo di regolazione è stata preceduta da tre fasi di consultazione dei soggetti interessati. La prima si è avviata con il Documento per la consultazione 1 luglio 2003, *Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 - 31 dicembre 2007*, nel quale l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in relazione:

- alle modalità di riconoscimento dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;
- ai sistemi di perequazione;
- alle modalità di attribuzione alle diverse tipologie di clientela dei costi riconosciuti e ai meccanismi tariffari sottostanti;
- alla regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori;
- ai regimi tariffari speciali e alle prestazioni patrimoniali imposte (oneri generali di sistema e altre componenti tariffarie).

Tenuto conto delle osservazioni ricevute in relazione al Documento 1 luglio 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una seconda fase di consultazione focalizzata sulle problematiche connesse con le modalità di determinazione dei costi da riconoscere alle imprese per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione tariffaria. A tal fine, in data 12 novembre 2003 è stato diffuso il Documento per la consultazione *Determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 - 31 dicembre 2007.*

Gli approfondimenti condotti dall'Autorità in seguito alle osservazioni avanzate dai soggetti interessati in merito a quest'ultimo Documento, sono sfociati in una terza fase di consultazione. Essa si è centrata su alcune ipotesi di revisione delle indicazioni contenute nei due precedenti Documenti per la consultazione circa la determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di distribuzione, di trasmissione, di misura e di vendita dell'energia elettrica, in particolare in riferimento all'attuazione delle disposizioni dell'art. 1-*quinquies*, comma 7, della legge n. 290/03, relativamente:

- alla rivalutazione delle infrastrutture;
- alla simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*.

Nel terzo Documento per la consultazione, diffuso in data 13 gennaio 2004, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti conclusivi anche in relazione:

- al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto;
- alla fissazione degli obiettivi di recupero di produttività per il nuovo periodo di regolazione, tenuto conto, in particolare, di una più approfondita analisi degli effetti sul costo del lavoro nel settore elettrico prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003;
- alla modalità di costruzione del nuovo vincolo tariffario V1, relativo al servizio della distribuzione, con riferimento soprattutto alle ipotesi avanzate nel Documento 1 luglio 2003 a proposito dell'inclusione in detto vincolo dei ricavi derivanti dai contributi relativi all'erogazione del servizio di connessione (contributi di allacciamento) e dall'imposizione dei diritti fissi;
- alla definizione dei meccanismi di perequazione e integrazione.

Il procedimento che ha portato alla definizione del nuovo Testo integrato è stato condotto parallelamente a quello relativo alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2004-2007, avviato con delibera 1 aprile 2003, n. 31. Le decisioni adottate dall'Autorità in materia di corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica sono state prese in coerenza con gli obiettivi di miglioramento della qualità dei servizi fissati dall'Autorità con delibera 30 gennaio 2004, n. 4.

Servizi oggetto di regolazione tariffaria nel primo e nel secondo periodo di regolazione

Il sistema tariffario vigente nel primo periodo di regolazione identificava tre servizi di pubblica utilità, a loro volta suddivisi in attività:

- il servizio di trasporto, articolato in:
  - trasmissione dell'energia elettrica;
  - dispacciamento, remunerato come gestione del servizio;
  - distribuzione dell'energia elettrica;
- il servizio di vendita, articolato in:
  - vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
  - vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;

  - dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, remunerato limitatamente ai costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per l'erogazione del medesimo servizio anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- il servizio di misura.

Per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha proceduto a una razionalizzazione della normativa, identificando quali servizi di pubblica utilità oggetto di regolazione tariffaria del nuovo Testo integrato:

- il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato in:
  - cessione dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo all'Acquirente Unico;
  - vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo alle imprese distributrici;
- il servizio di misura, articolato nelle seguenti attività:
  - installazione e manutenzione dei misuratori;
  - rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

Il nuovo Testo integrato prevede l'identificazione dei corrispettivi associati a ciascuno dei servizi individuati. In particolare, a differenza di quanto stabilito nel primo periodo di regolazione, si è provveduto a dare separata evidenza:

- al corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di misura;
- al corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

Costi riconosciuti

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali del febbraio 2004 per i servizi oggetto di regolazione tariffaria, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, aggregando le informazioni di costo desunte:

- dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della delibera dell'Autorità 11 maggio 1999, n. 61, come successivamente modificata;
- dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati a tutti gli esercenti.

Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende:

- i costi operativi (principalmente delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e servizi);
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
- una congrua remunerazione del capitale.

La componente relativa ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2004 è stata determinata come somma di:

- costi operativi rilevati nell'anno 2001, riportati all'anno 2004;
- quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti (*profit sharing* pari al 50 per cento).

Il tasso di remunerazione del capitale investito, in termini reali e prima delle tasse, è stato fissato pari al 6,7 per cento per il servizio di trasmissione, al 6,8 per cento per il servizio di distribuzione e all'8,4 per cento per il servizio di misura e per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

Per i servizi di trasmissione e di distribuzione, che sono svolti in regime di esclusiva, l'Autorità ha fissato un livello tariffario iniziale che viene aggiornato annualmente secondo il criterio del *price cap* applicato limitatamente alle componenti destinate alla copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti.

La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito, invece, viene aggiornata tramite la revisione annuale da parte dell'Autorità, rivalutando il valore delle immobilizzazioni e tenendo in considerazione gli investimenti netti effettuati durante l'anno precedente l'adeguamento.

Il livello di recupero programmato di produttività (*X factor*) è fissato pari al 3,5 per cento per la distribuzione e al 2,5 per cento per la trasmissione.

Per i servizi di misura, acquisto e vendita, per i quali è prevista la progressiva apertura alla concorrenza, non sono contempletati meccanismi automatici di aggiornamento annuale; i corrispettivi obbligatori fissati dall'Autorità verranno adeguati anno per anno sulla base dell'effettivo sviluppo della concorrenza nei singoli segmenti di mercato.

Il livello dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi, entrambi sottoposti a controllo tariffario tramite l'applicazione del meccanismo di *price cap*, è stato ridotto del 3,7 per cento.

Struttura tariffaria applicata ai clienti finali

Il sistema tariffario in vigore nel periodo di regolazione 2000-2003, con riferimento ai clienti non domestici, garantiva la copertura dei costi riconosciuti di trasporto su reti di distribuzione e trasmissione, di misura e di commercializzazione del servizio di vendita non coperti dai contributi di allacciamento, tramite i corrispettivi per il servizio di trasporto. Il vincolo V1, che definiva per ciascuna tipologia contratt uale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione) un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa poteva realizzare nell'anno dall'erogazione del servizio di trasporto, includeva anche i ricavi destinati alla copertura dei costi connessi con il recupero di continuità del servizio.
La struttura tariffaria del periodo regolatorio 2004-2007 prevede per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione):

- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione;
- opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione;
- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di vendita.

I costi connessi con il recupero di continuità del servizio sono coperti con una componente specifica (UC6) non compresa nel vincolo V1.
Per quanto riguarda i clienti domestici, la struttura della tariffa di riferimento D1 non ha subìto modifiche sostanziali rispetto al primo periodo di regolazione, anche se per la copertura dei costi per il servizio di misura e di quelli di commercializzazione nel nuovo sistema sono previsti elementi tariffari specifici.
Fino all'introduzione della tariffa per i clienti domestici in stato di disagio economico (tariffa sociale), anche nel secondo periodo di regolazione la tariffa D1 rappresenterà la tariffa di riferimento. Ai clienti finali verranno invece applicate le tariffe D2 e D3, ovvero, se proposte dall'impresa distributrice e richieste dal cliente, le opzioni ulteriori domestiche.

Meccanismi di perequazione

Il nuovo Testo integrato prevede anche:

- un regime di perequazione generale;
- un regime di perequazione specifico aziendale.

Il regime di perequazione generale si applica a tutte le imprese distributrici, a esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (le cosiddette "imprese elettriche minori").
La perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese

distributrici per gli anni 2004-2007 si articola in:

- perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- perequazione dei costi del servizio di trasmissione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;
- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica a clienti domestici.

Il regime di perequazione specifico aziendale opera limitatamente ai costi di distribuzione e tende a bilanciare differenze nei costi di distribuzione effettivi rispetto ai ricavi ammessi, non catturabili mediante analisi statistiche ed econometriche (e quindi non perequate tramite il regime generale) e comunque legate a variabili fuori dal controllo dell'impresa. Il regime di perequazione aziendale verrà sviluppato mediante opportune istruttorie specifiche impresa per impresa, volte ad accertare il livello dei costi di distribuzione sostenuti da ciascuna di esse.

Fasce orarie

Con il nuovo Testo integrato è stata introdotta una struttura di fasce orarie che riflette la modifica delle abitudini di consumo delle famiglie italiane. Le nuove fasce, basate sulla migliore stima del GRTN degli stati di funzionamento del sistema elettrico nell'anno 2004, collocano le ore di picco durante i mesi estivi e il mese di dicembre mentre nelle ore invernali sono concentrate le ore di alto carico. La nuova struttura delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 sostituisce quella precedentemente disposta dal Titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45.
Al fine di consentire la riprogrammazione degli apparecchi di misura con riferimento alle nuove fasce orarie, la delibera n. 5/04 ha previsto una proroga del regime di vigenza delle fasce 2003 fino all'1 aprile 2004.

Trasmissione

Erogazione del servizio di trasmissione ai clienti finali

Nel primo periodo di regolazione i costi riconosciuti relativi al servizio di trasmissione venivano assicurati tramite i corrispettivi a copertura del servizio di trasporto. Nel nuovo periodo regolatorio, invece, ciascuna impresa distributrice

applica ai clienti finali una componente tariffaria specifica a garanzia dei costi per il servizio di trasmissione, che è differenziata a seconda che i clienti finali siano dotati o meno di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4.

L'aggiornamento annuale della componente relativa al servizio di trasmissione avviene in maniera diversificata per la quota parte della componente tariffaria a copertura dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) e per la rimanente quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.

Per la quota parte riguardante i costi operativi (pari al 65 per cento del totale) è prevista l'applicazione del *price cap*. Ogni anno pertanto l'Autorità procederà all'aggiornamento applicando:

- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, pari al 2,5 per cento;
- il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Per la quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto (pari al 35 per cento del totale), alla quale non si applica il *price cap*, è prevista una revisione annuale per tener conto:

- del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- del tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
- del tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
- del tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

Le straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità e dell'efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, connesse anche con gli episodi di *blackout* avvenuti lo scorso anno nel nostro paese, hanno evidenziato l'esigenza di prevedere opportune misure destinate a sostenere gli investimenti di sviluppo della rete. Per questo motivo agli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che saranno approvati dal

Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono, verrà riconosciuto un rendimento più elevato. In riferimento a tali investimenti, pertanto, l'Autorità, in sede di revisione annuale delle tariffe, applicherà un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto in generale al servizio di trasmissione.

Erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori

Le imprese distributrici devono versare al GRTN una componente specifica applicata all'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale (punti di connessione di un impianto di produzione con una rete di distribuzione) in alta tensione.

Le medesime imprese distributrici versano la componente specifica sopra richiamata direttamente ai produttori nel caso in cui questi ultimi siano connessi con un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione.

Sono previsti corrispettivi anche per quanto riguarda l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione da un'impresa distributrice a un'altra impresa distributrice, sulla falsariga di quanto vigente nel primo periodo regolatorio.

Il corrispettivo dovuto dagli impianti di produzione al GRTN in relazione all'energia prodotta e immessa è rimasto immutato rispetto a quello in vigore nel 2003.

Il nuovo Testo integrato fissa anche il corrispettivo destinato a coprire i costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN. Esso è stato determinato in maniera tale da garantire un gettito atteso nel corso del 2004 capace di coprire integralmente gli oneri (stimati pari a 12 milioni di euro per l'anno 2004) per investimenti relativi al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica.

L'aggiornamento annuale dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori avviene con le stesse modalità previste per la componente a copertura del costo del servizio di trasmissione che è pagata dal cliente finale.

Processo di unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 definisce i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, prevista dall'art. 1 -ter, comma 1, del decreto legge n. 239/03. L'operazione è sia funzionale all'obbiettivo di assicurare maggiori efficienza, sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico nazio-

nale, sia propedeutica alla privatizzazione della rete di trasmissione nazionale. Entro il 31 ottobre 2005 saranno trasferite a Terna S.p.A. le attività, le funzioni, i beni, e i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al GRTN. La cessione sarà a titolo oneroso. Al fine di favorire lo sviluppo della capacità di trasporto della rete stessa, e di migliorare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale sono previste specifiche regole di gestione del soggetto derivante dall'unificazione. Tali regole sono ispirate a principi di imparzialità e neutralità, e sono volte ad assicurare l'assenza di ogni discriminazione. In particolare è stato posto un limite al possesso azionario. Nessun operatore dei settori della produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica potrà esercitare i propri diritti di voto per la nomina degli amministratori di Terna per una quota eccedente il limite del 5 per cento del capitale della società, anche attraverso società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante. In fase di privatizzazione della rete di trasmissione nazionale dovrà essere costituito un nucleo stabile di uno o più azionisti di riferimento. Ciò dovrebbe garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte dalla nuova Terna.

Meno del 10 per cento della rete è, oggi, di proprietà di soggetti pubblici e privati. Per migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete è previsto che in capo alla nuova Terna venga completata l'unificazione della rete di trasmissione nazionale.

Valorizzazione del servizio d'interrompibilità

Come anticipato nella sezione dedicata alle opzioni di approvvigionamento del mercato libero, il servizio di interrompibilità è stato scorporato dalle assegnazioni di capacità disponibili all'importazione e di capacità relativa ai ritiri di energia elettrica da parte del GRTN. In quanto tale, pertanto, il servizio di interrompibilità rientra a pieno titolo nella sezione dei servizi regolati di dispacciamento. Esso è stato contrattualizzato per un periodo di tre anni.

Per quanto riguarda l'interrompibilità senza preavviso la potenza richiesta dal GRTN per il servizio, 1 750 MW, è stata recuperata da clienti idonei assegnatari di bande d'importazione con vincolo di interrompibilità, a fronte di una remunerazione di 21 €/MWh. Per quanto riguarda invece l'interrompibilità con preavviso, la potenza richiesta per il servizio, ulteriori 1 750 MW, è stata garantita da 94 operatori a fronte di un pagamento di 8 €/MWh.

Le risorse per la remunerazione del servizio di interrompibilità saranno recuperate tramite la componente INT raccolta relativamente al mercato libero dal

TAV. 4.22 **SERVIZIO DI INTERROMPIBILIÀ PER L'ANNO 2004: OPERATORI E REMUNERAZIONE**

	MW	€/MWh
Interrompibili senza preavviso	1 750	21
Interrompibili con preavviso	1 750	8

GRTN, unitamente al corrispettivo per la gestione dei servizi di dispacciamento, e riguardo al mercato vincolato tramite le componente INT nell'ambito della tariffa di vendita come disposto dalla delibera 27 marzo 2004, n.46..

Approvvigionamento dei servizi di dispacciamento

Sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica (delibera n. 67/03)

Nel corso del primo semestre 2003 si è realizzato il primo passo del processo di transizione al mercato elettrico di merito economico.

Con delibera n. 67/03 l'Autorità ha definito, per il secondo semestre 2003, un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica limitatamente all'approvvigionamento delle risorse per la copertura del fabbisogno del mercato vincolato e di quelle per il dispacciamento, inclusa la disponibilità di capacità produttiva per la riserva.

Definire modalità nuove per la fornitura del mercato vincolato era necessario al fine di superare le criticità connesse con l'applicazione della procedura precedentemente in vigore che risultavano essere restrittive della concorrenza.

La cosiddetta procedura TEM (*Team Energy Management*), infatti, adottata a seguito dell'avvio del processo di dismissione di capacità produttiva di cui all'art. 8 del decreto legislativo n. 79/99, era stata istituita nell'ottica di fornire una meccanismo di approvvigionamento transitorio e doveva essere sostituita prima dall'avvio della borsa elettrica. Il TEM coinvolgeva unicamente gli impianti appartenenti all'ex perimetro Enel (ovverosia gli impianti di Enel Produzione, di Enel Green Power e delle tre Genco), e si basava su un accordo non trasparente tra i partecipanti.

Con l'avvio dello STOVE l'Autorità ha consentito, a tutti i produttori con la disponibilità di impianti situati sul territorio nazionale e con determinate caratteristiche tecniche (impianti con potenza nominale superiore o uguale a 10 MVA e dotati dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione dei medesimi nei sistemi di controllo del GRTN), di partecipare alla fornitura del mercato vincolato e a

quella delle risorse per il dispacciamento.

Parallelamente all'apertura a tutti gli operatori, si è cercato di proporre un meccanismo che migliorasse l'efficienza complessiva del sistema. Lo STOVE consente infatti di realizzare la programmazione delle unità di produzione di energia elettrica ai minimi costi variabili, selezionando le unità di generazione sulla base di un ordine di merito economico formulato in ragione dei costi di produzione dichiarati dai soggetti partecipanti alla procedura.

La compilazione di un ordine di merito economico per la programmazione degli impianti chiamati a produrre rappresenta l'elemento maggiormente innovativo rispetto alla procedura TEM. Lo STOVE infatti non introduce modifiche circa l'entità della remunerazione dell'energia elettrica prodotta che, indipendentemente dal prezzo dichiarato dall'operatore nella costruzione dell'ordine di merito economico, è remunerata con un corrispettivo pari al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Conseguentemente non vi sono state modifiche ai corrispettivi per il servizio di vendita di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e per quelli relativi al servizio di dispacciamento.

Un'ulteriore rilevante caratteristica dello STOVE è stata l'introduzione di disposizioni finalizzate al miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale. Unicamente ai soggetti titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui al decreto interministeriale 26 gennaio 2000 *(stranded cost)* è stato infatti imposto l'obbligo di mettere a disposizione tutta la potenza disponibile non impegnata attraverso contratti bilaterali fisici.

Regime STOVE per l'anno 2004 (delibera n. 163/03)

Il Ministro delle attività produttive, con nota in data 11 dicembre 2003, ha previsto un avviamento per fasi del Sistema Italia 2004. In particolare la suddetta nota ha disposto che, in parallelo a una prima fase sperimentale del sistema delle offerte, continuasse a essere operativo lo STOVE. In tale contesto è stata approvata la delibera n. 163/03 che ha esteso il periodo di validità dello STOVE a tutto il mese di gennaio 2004. Rispetto alla delibera n. 67/03, la delibera n. 163/03:

- ha esteso l'obbligo di partecipazione per tutti i titolari di unità di produzione situate sul territorio nazionale che verificano le condizioni previste dall'art. 6, comma 6.2, della delibera n. 67/03 (la delibera n. 67/03 prevedeva che solo i titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili – *stranded cost* – fossero obbligati a partecipare lasciando agli altri produttori la facoltà di partecipazione);
- ha imposto ai titolari di unità di produzione partecipanti allo STOVE l'obbligo di offrire nello STOVE tutta la capacità produttiva al netto di quella

impegnata nei programmi di immissione di energia elettrica da destinare al mercato libero;

- ha previsto l'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione, nel rispetto degli obiettivi di efficienza e sicurezza nell'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento sul territorio nazionale;
- ha disciplinato l'attività dell'Acquirente Unico relativamente all'acquisto e alla vendita dell'energia elettrica attraverso la capacità di importazione assegnata al mercato vincolato ai sensi della delibera n. 157/03.

Ulteriori modifiche al regime STOVE sono state introdotte con le delibere 30 gennaio 2004, n. 7 e 19 febbraio 2004, n. 18, con cui veniva tra l'altro disciplinata anche la cessione da parte dell'Acquirente Unico dell'energia elettrica acquistata dal GRTN ai sensi dei commi 3.1, lettera a), e 10.2, della delibera n. 13/04 (cosiddetta energia CIP6).

Dispacciamento transitorio (delibera n. 27/03)

Nelle more dell'operatività del dispacciamento di merito economico è stata prorogata per l'anno 2003 e per il primo trimestre 2004 la disciplina per il servizio di dispacciamento transitorio. Quest'ultima, introdotta con la delibera 7 marzo 2002, n. 36, è stata rinviata e innovata, con la delibera 1 aprile 2003, n. 27, a seguito di una consultazione con gli operatori, così da risolvere alcune problematiche emerse nel corso dell'applicazione della predetta delibera.
I principali cambiamenti introdotti con la delibera n. 27/03 sono riassunti di seguito:

- la conclusione del contratto di trasporto dell'energia elettrica è subordinata a quella dei contratti di bilanciamento e di scambio; i contratti di accesso alla rete hanno un unico intestatario, ed è obbligatorio per il cliente grossista mandatario di un cliente finale per la conclusione dei contratti di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica concludere anche il contratto di trasporto; tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un soggetto giuridico per ambito di competenza di una impresa di distribuzione sono raggruppati in un solo rapporto contrattuale;
- il trattamento dei programmi di prelievo dell'energia elettrica per i punti di prelievo dotati di misuratore orario deve essere effettuato su base oraria solo relativamente ai clienti finali che risultavano idonei alla data di entrata in vigore della delibera n. 27/03; il trattamento dei programmi di immissione

dell'energia elettrica per gli impianti di produzione dotati di misuratore orario è effettuato su base oraria, a eccezione degli impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA;

- il corrispettivo dei servizi di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica è versato a titolo di acconto, e salvo conguaglio in esito alle verifiche effettuate dal GRTN; questo regola a conguaglio le partite economiche sottostanti alla regolazione in acconto entro dodici mesi;
- la regolazione economica dello scambio dell'energia elettrica avviene su base trimestrale; i saldi preliminari relativi a ciascun trimestre e a ciascun contratto di scambio possono essere liberamente negoziati tra gli utenti del servizio di scambio e portati in compensazione rispetto agli obblighi verso il GRTN al fine di diminuire l'esposizione complessiva di detti saldi prima della regolazione economica in acconto effettuata dal medesimo GRTN; il meccanismo dei riporti a trimestri successivi dei saldi preliminari deve avvenire adottando un coefficiente di riporto pari al 3 per cento in riduzione del corrispondente valore economico di detti saldi;
- la componente VE viene corrisposta in ragione del saldo complessivo, qualora negativo, del mercato libero attraverso un corrispettivo medio da parte dei titolari dei contratti per lo scambio dell'energia elettrica che abbiano contribuito alla formazione del predetto saldo negativo.

Acquirente Unico

Con decreto 30 dicembre 2003 del Ministero delle attività produttive, l'Acquirente Unico assume la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato in sostituzione di Enel. L'Acquirente Unico pertanto è incaricato di approvvigionarsi di energia elettrica per conto delle imprese distributrici. Per espletare tale compito è previsto che esso possa ricorrere a diverse modalità di acquisto. La tavola 4.23 riporta la stima, all'1 maggio, dei volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo aprile-dicembre 2004 e le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica. Dalla tavola è possibile constatare come per i propri approvvigionamenti l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti di diversa tipologia (CIP6, importazioni, bilaterali, per differenze) per il 61,2 per cento delle sue stime di acquisto, mentre, al momento, è previsto che si approvvigioni per il rimanente 38,8 per cento sulla borsa elettrica senza copertura del rischio.

TAV. 4.23 **APPROVVIGIONAMENTI DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL 2004**

FONTE	QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ GWh (APRILE-DICEMBRE 2004)	INCIDENZA SUL TOTALE DEGLI APPROVVIGIO-NAMENTI	PREZZO
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 20% delle bande in CIP6 disponibili (4 400MW). Si tratta di 880 MW	5 809	4,6%	67,9% del CT + 2,5 c€/kWh quale stima dei costi fissi di generazione. Dall'1 luglio contribuiscono alla determinazione del prezzo anche gli esiti della borsa elettrica
CIP6 disponibilità occasionale	L'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 non inclusa nei 4 400 MW costanti su base annuale è ceduta all'Acquirente Unico	3 141	2,5%	Stesse condizioni previste per le bande CIP6 annuali
Importazioni pluriennali	2 000 MW	3 171	2,5%	Prezzo all'ingrosso
Importazioni 2004	700 MW riassegnazione a seguito di rinuncia all'interrompibilità	11 442	9,1%	Prezzo definito con l'importatore
Contratti bilaterali	Sino al 25% della previsione della domanda	31 680	25,1%	Purché a prezzo inferiore del prezzo all'ingrosso
Borsa elettrica	La quota rimanente per soddisfare la domanda del vincolato	71 091	56,3%	Al prezzo di borsa
di cui: Contratti per differenza		22 038	17,4%	Aste discriminatorie al ribasso con base d'asta il prezzo all'ingrosso (successivamente con delibera n. 49/04 con base d'asta il prezzo all'ingrosso + 2%)
Totale		**126 334**	**100%**	

Distribuzione

Monopolio locale della distribuzione (completamento del processo di cessione delle reti di distribuzione)

Nel corso del 2003 e dei primi mesi del 2004 è proseguito il processo di razionalizzazione della distribuzione dell'energia elettrica secondo le disposizioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/99. Nel mese di ottobre è stata riconfermata la concessione dell'attività di distribuzione già attribuita a Enel Distribuzione S.p.A. con decreto ministeriale 28 dicembre 1995 ed è stata adeguata la convenzione con il Ministero delle attività produttive alle disposizioni di legge emanate dopo la stipula. In aggiunta, sono proseguite le cessioni da parte di Enel Distribuzione di porzioni di rete. La tavola 4.24 riporta le cessioni di porzioni di rete di Enel Distribuzione concluse tra l'1 marzo 2003 e l'1 marzo 2004, per un totale di 51 Comuni e circa 118 000 clienti.

TAV. 4.24 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'1 MARZO 2004**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	29/8/2003	1/9/2003
AIM	Vicenza	1	30/5/2003	1/6/2003
AMG	Gorizia	1	28/2/2003	1/3/2003
Asm Brescia	Brescia	46	30/12/2003	31/12/2003
Asm Terni	Terni	1	29/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	26/2/2004	1/3/2004

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

La stessa Enel Distribuzione, in altri ambiti comunali, ha invece acquisito porzioni di rete di distribuzione o rilevato completamente l'attività. Le tavole 4.25 e 4.26 riassumono gli accordi conclusi che riguardano complessivamente 1 433 clienti.

TAV. 4.25 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
Comune di Castelnuovo Val di Cecina - AEC	Castelnuovo Val di Cecina (PI)	1	29/4/2003	1/5/2003

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

TAV. 4.26 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PORZIONI DI RETE A ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.M.E.A.	Pergine Valsugana (TN)	5	29/8/2003	1/9/2003

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Per il servizio di distribuzione resta nella sostanza immutato il sistema delle opzioni: ciascuna impresa distributrice propone, ai clienti finali diversi dagli utenti domestici in bassa tensione ubicati nel suo ambito di competenza, almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione e, in aggiunta, opzioni tariffarie speciali.

Il vincolo V1, fissato in funzione della nuova opzione tariffaria TV1, definisce per ciascuna tipologia contrattuale un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa può realizzare nel corso di ogni anno dall'erogazione del servizio di distribuzione. Il vincolo V2, fissato in funzione dell'opzione tariffaria TV2, definisce per ciascuna tipologia contrattuale la tariffa massima che può essere applicata al singolo cliente per il servizio di distribuzione.

La tariffa TV1 consente la copertura dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di alta, media e bassa tensione e per la commercializzazione del servizio di distribuzione.

La tariffa TV1 definita dal nuovo Testo integrato, quindi, si distingue da quella in vigore durante il primo periodo di regolazione poiché applica un tetto ai ricavi che le imprese distributrici possono conseguire solamente per il servizio di distribuzione; mentre i costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, di misura e di vendita non sono più soggetti al vincolo, ma regolati tramite tariffe amministrate separate.

Ciascuna impresa distributrice applica inoltre a tutti i clienti finali (liberi e vincolati) ulteriori componenti tariffarie a copertura di:

- squilibri dei sistemi di perequazione dei costi dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e dei meccanismi di integrazione (componente UC_3);
- costi riconosciuti derivanti da recuperi di continuità del servizio (componente UC_6).

Regime tariffario semplificato

Le imprese distributrici sulla cui rete sono presenti meno di 5 000 punti di prelievo (al 31 dicembre 2003), possono optare per un regime tariffario semplificato che prevede l'esenzione dall'obbligo di proporre opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione e l'esenzione dalla verifica rispetto al vincolo V1. In luogo delle opzioni tariffarie tali imprese distributrici applicano ai propri clienti la tariffa TV2 e, nel caso lo ritengano opportuno, le componenti tariffarie per prelievi di energia reattiva fissate dall'Autorità con delibera 4 marzo 2004, n. 23. Le imprese che aderiscono al regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.

Meccanismo di integrazione dei ricavi a V1

Il nuovo Testo integrato prevede anche un meccanismo di integrazione dei ricavi a V1 al quale sono ammesse le imprese distributrici con la cui rete risultano connessi meno di 5 000 punti di prelievo al 31 dicembre dell'anno cui si riferisce l'ammontare di integrazione; a esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'art. 7 della legge, n. 10/91. L'integrazione dei ricavi a V1 viene determinata in seguito alla verifica del vincolo V1: se l'impresa ha applicato, con riferimento alle singole tipologie contrattuali, la tariffa massima consentita (TV2) e nonostante questo non ha ottenuto un ricavo pari a quello previsto nel caso di applicazione dell'opzione tariffaria TV1, viene riconosciuta una integrazione ai ricavi dell'impresa fino a concorrenza del livello consentito dal vincolo V1.

Regolazione dell'attività di distribuzione nel periodo transitorio

Poiché il secondo periodo di regolazione ha avuto decorrenza dall'1 febbraio 2004, l'Autorità ha previsto che il mese di gennaio rientrasse convenzionalmente nel primo periodo di regolazione e, a tal fine, con delibera 23 dicembre 2003, n. 164, ha disposto la proroga della validità delle opzioni 2003 a tutto il mese di gennaio 2004.

I nuovi vincoli tariffari V1 e V2 validi da febbraio a dicembre 2004 sono stati fissati dall'Autorità con il nuovo Testo integrato allegato alla delibera n. 5/04.

Per consentire alle imprese distributrici di predisporre, e proporre per l'approvazione, le nuove opzioni tariffarie in conformità con le disposizioni concordate per il secondo periodo regolatorio e con i nuovi vincoli tariffari V1 e V2, la stessa delibera n. 5/04 ha prorogato ulteriormente la validità delle opzioni tariffarie 2003 fino al 30 giugno 2004.

Per il periodo transitorio (1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004), quindi, è stata prevista la possibilità per le imprese distributrici di proporre modifiche o richiedere la sospensione dell'offerta delle opzioni stesse, dal momento che i ricavi

conseguiti dalle imprese distributrici nel periodo transitorio concorreranno a formare i ricavi effettivi da confrontare con quelli ammessi dal vincolo V1 definito per l'anno 2004. Il provvedimento stabilisce inoltre modalità di calcolo dei ricavi ammessi e dei ricavi effettivi che derogano parzialmente, per l'anno 2004, a quanto disposto dal nuovo Testo integrato. Questa disposizione è necessaria per tenere conto dell'applicazione in via transitoria delle opzioni tariffarie 2003 (che remunerano non solo il servizio di distribuzione, ma anche quelli di trasmissione e di misura) e della conseguente sospensione dell'applicazione delle componenti relative rispettivamente ai servizi di trasmissione e misura, non più soggetti al vincolo V1 secondo le norme previste per il nuovo periodo regolatorio.
Le imprese hanno proposto nuove opzioni tariffarie entro il 30 aprile 2004 servendosi, come l'anno passato, di un sistema telematico mediante il quale registrare e inoltrare all'Autorità elettronicamente le proposte. Le opzioni approvate dall'Autorità saranno offerte e applicate ai clienti a partire dall'1 luglio 2004 fino al 31 dicembre 2004.

Misura

Il trattamento orario dei consumi dell'energia elettrica è condizione indispensabile ai fini dello svolgimento del mercato dell'energia elettrica e dell'erogazione dei relativi servizi. Il nuovo Testo integrato definisce i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure.
Rispetto al precedente periodo regolatorio l'Autorità ha introdotto importanti modifiche relative al servizio di misura, con particolare riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori orari, tenuto conto anche del sistema di profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo da non trattare su base oraria, stabilito dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118.
Al fine della formulazione dell'obbligo di installazione dei misuratori orari, l'Autorità ha valutato le informazioni ricevute dai principali distributori relativamente sia alla quantità di misuratori orari attualmente installati, raggruppati per livello di potenza disponibile e tensione nominale dei punti di prelievo, sia alle previsioni di installazione dei misuratori orari negli anni a venire. L'Autorità ha quindi previsto l'obbligo di installazione del misuratore orario per punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, secondo scadenze temporali correlate alla potenza disponibile degli stessi punti di prelievo.
Con particolare riferimento ai punti di prelievo in bassa tensione, l'Autorità non ha previsto l'obbligo di istallazione dei misuratori orari in quanto i prelievi di

energia elettrica di tali clienti saranno trattati secondo la profilazione oraria convenzionale *(load profiling)* stabilita dall'Autorità con la delibera n. 118/03. Per quanto riguarda la remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica:

- i clienti finali riconoscono all'impresa distributrice una tariffa specifica a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure;
- i titolari di unità di produzione riconoscono al gestore della rete con la quale l'unità di produzione è connessa un corrispettivo, pari al 54 per cento della tariffa per la misura, a remunerazione delle attività di rilevazione e di registrazione delle misure;
- nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore può ricevere un corrispettivo pari al 46 per cento della tariffa per la misura;
- nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa della rilevazione e registrazione delle misure può ricevere un corrispettivo pari al 54 per cento della tariffa per la misura.

Vendita ai clienti del mercato vincolato

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Il nuovo Testo integrato prevede che il prezzo finale pagato da ciascun cliente del mercato vincolato comprenda una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica. Tale componente è stata modificata rispetto al precedente periodo di regolazione per tenere conto delle diversa modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte delle imprese distributrici e della differente struttura del prezzo di cessione. Il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha stabilito, infatti, che, a partire dall'1 gennaio 2004, l'Acquirente Unico diventasse titolare della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato. Inoltre, l'entrata in operatività dell'Acquirente Unico si colloca in un quadro di evoluzione delle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica con l'avvio del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico a partire dall'1 aprile 2004.

La componente tariffaria in questione copre i costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, i costi di dispacciamento e gli oneri derivanti dall'applicazione della normativa sui certificati verdi fino all'avvio del dispacciamento di merito economico.

Mentre nel primo periodo regolatorio il costo variabile di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato era aggiornato all'inizio di ogni trimestre (a partire dal gennaio 2003, in precedenza l'aggiornamento avveniva all'i-

nizio di ogni bimestre) sulla base dell'andamento passato dei prezzi internazionali dei combustibili, nel nuovo periodo regolatorio l'intero costo di acquisto viene aggiornato trimestralmente in funzione di una stima *ex ante* per il periodo successivo.

Come nel primo periodo di regolazione, sono mantenute un'articolazione monoraria della tariffa per i clienti non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie e un'articolazione multioraria per gli altri clienti. È stata inoltre introdotta (a valere dall'1 luglio 2004), in assenza della facoltà dei distributori di offrire opzioni tariffarie alternative alla componente tariffaria, un'articolazione bioraria per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce FB1 e FB2 – di cui al Titolo II, punto 1), del provvedimento CIP n. 45/90 – che distingue tra ore diurne e ore notturne o di giorni festivi.

Fa parte dei corrispettivi per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato anche una componente specifica che ne remunera i costi commerciali.

Per i clienti del mercato vincolato è inoltre prevista l'applicazione delle componenti UC_1 (per il finanziamento del Conto della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato), fissata per ora pari a zero, e UC_5 (per il finanziamento del Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica).

In riferimento ai clienti vincolati con contratti domestici è stato previsto, come nel primo periodo di regolazione, un regime di maggior tutela basato su tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità denominate D1, D2, e D3.

La tariffa D1 è quella di riferimento ed esprime il costo riconosciuto alle imprese di distribuzione per la fornitura dei clienti domestici. Essa, in attesa della definizione del regime agevolato per i clienti domestici in stato di disagio economico (la cosiddetta tariffa sociale), non è al momento applicata ai clienti finali.

Le tariffe applicate sono:

- la tariffa D2, adottata per i clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella loro residenza anagrafica, dove siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW;
- la tariffa D3, adottata per i clienti domestici nei casi in cui non sia prevista l'applicazione della tariffa D2.

Gli elementi che compongono la tariffa di vendita per i clienti del mercato vincolato sono pubblicati dall'Autorità all'inizio di ciascun trimestre sulla base delle informazioni inviate dall'Acquirente Unico circa la stima dei costi unitari di approvvigionamento sostenuti dal medesimo, relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi.

Il procrastinarsi dell'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico ha comportato che sia per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, sia per le risorse per il servizio di dispacciamento continuasse a funzionare lo STOVE di cui alla delibera n. 67/03. In tale contesto si è reso necessario prevedere misure transitorie in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2004. La delibera n. 5/04 ha previsto pertanto valori prefissati per le componenti a copertura del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004.

Entrata in vigore delle nuove fasce orarie (delibera n. 20/04)

La delibera n. 5/04 ha prorogato per il periodo febbraio-marzo 2004 le fasce orarie in vigore nel 2003, in modo da consentire agli operatori di riprogrammare i misuratori in funzione delle nuove fasce; ha inoltre stabilito in via amministrativa il prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, comunque non successivamente al 31 marzo 2004. Tali disposizioni riflettevano un'ipotesi di partenza del sistema borsistico nei primi giorni di febbraio. Infatti, la convivenza delle fasce orarie 2003 per il primo trimestre 2004 e di quelle previste dal Testo integrato a partire dal secondo trimestre 2004 era coerente con la determinazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici, fissato secondo le regole del precedente regime regolatorio per il solo mese di gennaio e le nuove regole introdotte per il periodo 2004-2007 a partire dal mese di febbraio. Il ritardo nell'avvio operativo della borsa elettrica ha determinato una prosecuzione del periodo transitorio con la conseguenza di rendere il regime misto previsto per il 2004 particolarmente oneroso per i clienti finali che avrebbero pagato i picchi invernali sulla base delle vecchie fasce e i picchi estivi sulla base delle nuove fasce. Queste ultime prevedono, infatti, rispetto a quelle vecchie, uno spostamento delle ore di punta dal periodo invernale al periodo estivo.

La delibera dell'Autorità 19 febbraio 2004, n. 20, ha modificato quindi, a partire dall'1 marzo 2004 e per i successivi mesi di aprile e maggio, il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici al fine di riallineare la tariffa media complessiva a quella che si sarebbe ottenuta applicando il vecchio prezzo all'ingrosso sulle nuove fasce a partire dal gennaio 2004.

La modifica dei valori del prezzo di cessione per il mese di marzo è stata, in primo luogo, effettuata in modo tale da garantire che la valorizzazione dell'energia elettrica per lo stesso mese, ottenuta applicando i valori cambiati del prezzo di cessione alle fasce 2003, fosse pari a quella che si sarebbe avuta applicando i

valori del prezzo di cessione alle fasce orarie 2004. Inoltre, i valori così raggiunti sono stati diminuiti per tenere conto della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica relativa ai mesi di gennaio e febbraio. L'avvio dell'operatività della borsa elettrica dall'1 aprile 2004 ha di fatto limitato gli effetti prodotti dalla delibera in questione al solo mese di marzo.
La delibera n. 20/04 è stata impugnata da alcuni produttori e il TAR per la Lombardia ne ha disposto la sospensione. In data 30 aprile, l'Autorità ha presentato appello avverso l'ordinanza di sospensione al Consiglio di Stato, che lo ha respinto in data 7 maggio.

Remunerazione della capacità produttiva e dell'interrompibilità (delibera n. 46/04)

Con la delibera n. 46/04, l'Autorità ha dovuto prevedere l'introduzione di nuovi elementi tariffari del gettito, da includere nella componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per la raccolta della quote, da porre in capo al mercato vincolato, necessari per:

- la remunerazione, prevista dal decreto legislativo n. 379/03, della capacità produttiva resa disponibile dai soggetti produttori nei giorni definiti come critici dal GRTN in ordine alla copertura della domanda attesa;
- la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso dei prelievi di energia elettrica, stabilita dalla delibera n. 151/03 a seguito di quanto richiesto dal Ministro delle attività produttive con nota in data 5 dicembre 2003, prot. n. 4241, nonché dal Sottosegretario di Stato con delega all'energia, con nota in data 11 dicembre 2003, prot. n. 628;
- la copertura degli oneri rivenienti dall'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 22 gennaio 2004, n. 1, in materia di riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture ai clienti del mercato libero nell'anno 2001 che comportano oneri in capo al GRTN.

La delibera n. 48/04, ha esteso in capo ai clienti del mercato libero l'obbligo di versamento al GRTN dei corrispettivi sopra richiamati.

Corrispettivi per la cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato

Il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha previsto che l'Acquirente Unico fosse l'unico fornitore di energia elettrica per i clienti vincolati e idonei che scegliessero temporaneamente di essere compresi nel mercato vincolato. Inoltre ha delineato gli indirizzi sulla base dei quali il nuovo Testo integrato ha regolamentato la cessione tra l'Acquirente Unico e le imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, con particolare riferimento:

- alle condizioni di cessione;
- al costo di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato;
- alle modalità di fatturazione e alle condizioni di pagamento.

Per quanto riguarda le condizioni di cessione è prevista la predisposizione di un contratto tipo, approvato dall'Autorità, che le imprese distributrici devono concludere con l'Acquirente Unico.
Il prezzo di cessione e l'ammontare di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice rappresentano gli elementi rilevanti ai fini della determinazione del costo di approvvigionamento sostenuto dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti finali del mercato vincolato.
Il prezzo di cessione è determinato in modo tale da riflettere i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e nel contempo prevedere il riconoscimento del corrispettivo per le attività di competenza dell'Acquirente Unico. Più precisamente tale prezzo, in ciascuna fascia oraria, è ottenuto sommando le seguenti componenti:

- la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:
  - per l'acquisto dell'energia elettrica nell'MGP e nell'MA;
  - per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
  - per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto;
- i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per il dispacciamento;
- il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico.

La determinazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice è calcolata sommando l'energia elettrica imputabile ai clienti non trattati su base oraria, quantificata attribuendo ai medesimi un profilo di carico convenzionale (*load profiling*) secondo quanto previsto dalla delibera n. 118/03, e l'energia elettrica imputabile ai clienti trattati su base oraria aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite. Sono considerati non trattati su base oraria tutti i clienti finali del mercato vincolato con punti di prelievo in media e bassa tensione.
È stata infine prevista una sequenza temporale di regolazione dei pagamenti dall'impresa distributrice acquirente all'Acquirente Unico che consenta il mantenimento sostanziale dell'equilibrio finanziario di quest'ultimo. Il prezzo di cessione, calcolato dall'Acquirente Unico nel mese successivo a quello di com-

petenza, viene fatturato mensilmente a ciascuna impresa distributrice sulla base dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
Tenuto conto del procrastinarsi della funzione vicaria svolta da Enel, l'Autorità ha previsto con la delibera n. 5/04 misure transitorie in materia di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici. In particolare la delibera n. 5/04 ha stabilito che, fino all'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, le imprese distributrici continuino ad acquistare da Enel l'energia elettrica destinata al mercato vincolato che non sono in grado di produrre con i propri impianti a un prezzo di cessione fissato in via amministrativa.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Andamento degli indici di prezzo al consumo Istat

Dopo i cali registrati all'inizio dell'anno, nel maggio del 2002 il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è tornato a crescere come conseguenza di un peggioramento dello scenario internazionale sul mercato del petrolio e dei greggi. Il livello raggiunto a luglio è poi rimasto invariato sino alla fine dell'anno, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge del 4 settembre 2002, n. 193 (convertito dalla legge del 28 ottobre 2002, n. 238).
All'inizio del 2003 l'indice di prezzo[3] è tornato sui livelli di due anni prima toccando il massimo nel secondo trimestre dell'anno: il rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili negli ultimi mesi del 2002 e nel primo trimestre del 2003 è responsabile in larga misura di questo andamento. Ad aprile, la crescita dell'indice ha raggiunto il 5,7 per cento sull'anno precedente per poi rallentare nei mesi successivi fino ad annullarsi nel corso dell'ultimo trimestre del 2003. In ragione d'anno l'aumento è stato del 2,8 per cento, leggermente superiore al tasso di inflazione: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato di un modesto 0,3 per cento che si confronta con il forte calo dell'anno precedente (-3,9 per cento).

3 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione".

TAV. 4.27 **INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2002				2003			
	PREZZO NOMINALE	VAR % 2002-2001	PREZZO REALE(A)	VAR % 2002-2001	PREZZO NOMINALE	VAR % 2003-2002	PREZZO REALE(A)	VAR % 2003-2002
Gennaio	98,1	-4,9	83,6	-7,1	103,3	5,3	85,7	2,4
Febbraio	98,1	-4,9	83,2	-7,3	103,3	5,3	85,5	2,8
Marzo	98,0	-5,2	83,1	-7,5	103,3	5,4	85,2	2,6
Aprile	98,0	-5,2	82,8	-7,5	103,6	5,7	85,3	3,1
Maggio	99,0	-1,3	83,4	-3,6	103,6	4,6	85,1	2,1
Giugno	99,0	-1,3	83,4	-3,4	103,6	4,6	85,1	2,0
Luglio	101,3	0,8	85,2	-1,5	102,6	1,3	84,1	-1,3
Agosto	101,3	0,8	85,1	-1,7	102,6	1,3	83,9	-1,4
Settembre	101,3	0,8	84,9	-1,7	102,6	1,3	83,8	-1,4
Ottobre	101,3	0,8	84,7	-1,8	101,2	-0,1	82,5	-2,5
Novembre	101,3	0,9	84,4	-1,9	101,2	-0,1	82,3	-2,5
Dicembre	101,3	0,9	84,3	-1,9	101,2	-0,1	82,3	-2,5
Media annua	**99,8**	**-1,5**	**84,0**	**-3,9**	**102,7**	**2,8**	**84,2**	**0,3**

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

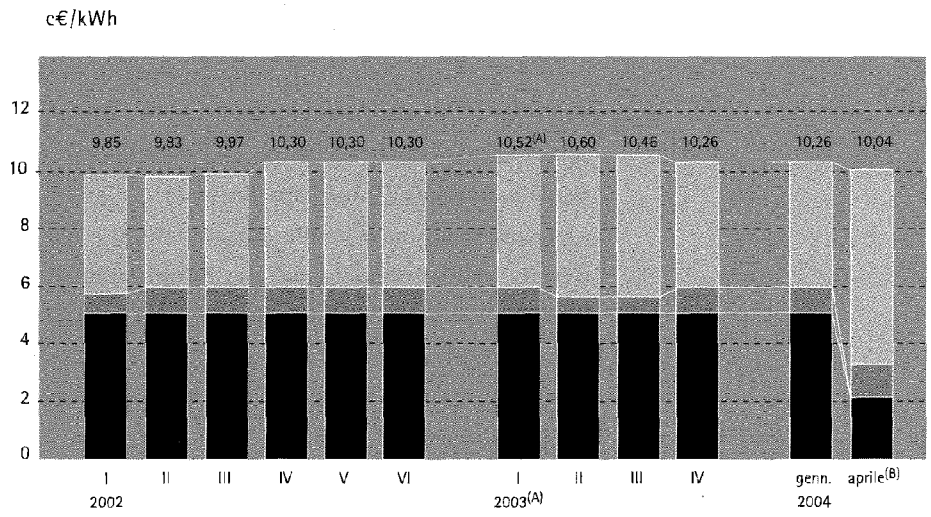
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

Analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Alla forte crescita registrata nel bimestre luglio-agosto 2002 rispetto al bimestre maggio-giugno dello stesso anno (3,3 per cento) ha fatto seguito un periodo di stabilità determinato dal blocco tariffario deciso dal Governo. All'inizio del 2003 la tariffa è aumentata di oltre due punti percentuali rispetto al livello raggiunto nel secondo semestre 2002: l'aumento potenziale è stato in parte smussato dal nuovo sistema di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002, che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale, il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi sei mesi anziché degli ultimi quattro mesi, nonché l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2 al 3 per cento. A partire dal secondo trimestre 2003 la tariffa ha ripreso a scendere portandosi a fine anno sui livelli di fine 2002.

Per il mese di gennaio 2004, in vista della imminente pubblicazione del Testo in-

FIG. 4.7 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE NEGLI ULTIMI DUE ANNI**



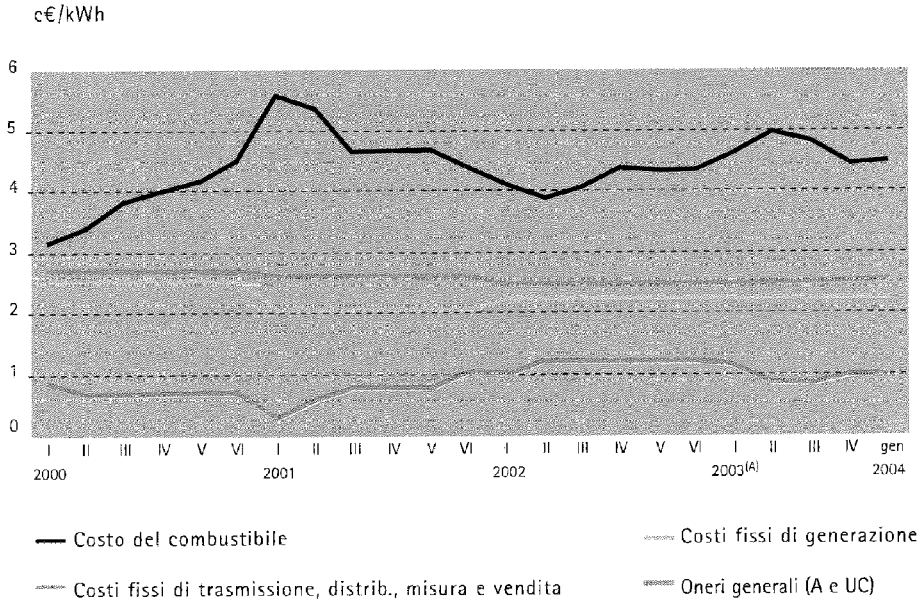
(A) Dal 1° trimestre 2003 il costo del combustibile include la componente a copertura degli oneri per i certificati verdi.
(B) Con l'avvio della borsa elettrica i costi fissi di generazione sono inclusi nel costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico e non sono pertanto scindibili dal costo del combustibile.

tegrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, l'Autorità ha confermato la tariffa in vigore nell'ultimo trimestre 2003. Per il bimestre febbraio-marzo è stato previsto un regime transitorio per la definizione della componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, in vista della partenza della borsa elettrica. A regime, il nuovo Testo integrato prevede, infatti, la sostituzione sia della componente a copertura del costo del combustibile, indicizzata ai prezzi internazionali dei combustibili, sia della componente a copertura dei costi fissi di generazione, stabilita annualmente dall'Autorità in via amministrativa, con una stima della media del prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico ai distributori, a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia e di funzionamento dell'Acquirente Unico stesso. Questa stima, *flat* o articolata per fascia oraria, terrà conto dei prezzi di tutti i contratti di acquisto dell'energia elettrica stipulati dall'Acquirente Unico (borsa, bilaterali, per differenze, impor-

tazioni e CIP6) nonché degli oneri di dispacciamento sostenuti dallo stesso.

Con l'inizio del nuovo periodo regolatorio, inoltre, la struttura della tariffa elettrica è cambiata in relazione alla necessità di dare separata evidenza ai singoli servizi di pubblica utilità che sono oggetto di regolazione tariffaria. In particolare è stata introdotta la separazione dei corrispettivi a copertura dei costi per il servizio di misura e a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato; nel precedente periodo regolatorio questi elementi erano inclusi nelle opzioni tariffarie del trasporto. Il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN, in precedenza coperto nell'ambito del corrispettivo per il servizio del trasporto, è diventato una specifica componente tariffaria per i clienti del mercato libero (delibera n. 48/04), mentre i clienti del mercato vincolato pagano questo servizio nell'ambito della tariffa di vendita. A partire dal secondo trimestre del 2004 sono state introdotte due nuove componenti tariffarie finalizzate a remunerare il servizio di interrompibilità e a incentivare la disponibilità degli impianti elettrici nei periodi di maggior domanda, come disposto dal Ministero delle attività produttive e dal decreto legislativo n. 379/03 in tema di sicurezza degli approvvigionamenti. Una terza componente è stata prevista a copertura degli oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001.

FIG. 4.8 **ANDAMENTO DELLE COMPONENTI DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE**



(A) Dal 1° trimestre 2003 il costo del combustibile include la componente a copertura degli oneri per i certificati verdi.

Con l'avvio della borsa elettrica e con l'entrata in vigore del nuovo periodo regolatorio si è reso necessario sostituire la tradizionale analisi della dinamica delle componenti principali della tariffa media, basata sulla distinzione tra costi variabili e costi fissi secondo una logica di tipo economico, con un'altra che riflette la recente evoluzione del settore elettrico verso strutture disaggregate, caratterizzate dalla presenza di una pluralità di soggetti specializzati nello svolgimento di attività precedentemente svolte dalle imprese integrate. In tal modo è possibile distinguere tra componenti tariffarie relative ad attività che presentano caratteristiche di monopolio tecnico (trasmissione e distribuzione), determinate pertanto in via amministrativa o soggette a vincoli regolatori, e prezzi stabiliti attraverso meccanismi di mercato per le attività che già presentano un assetto concorrenziale (generazione).

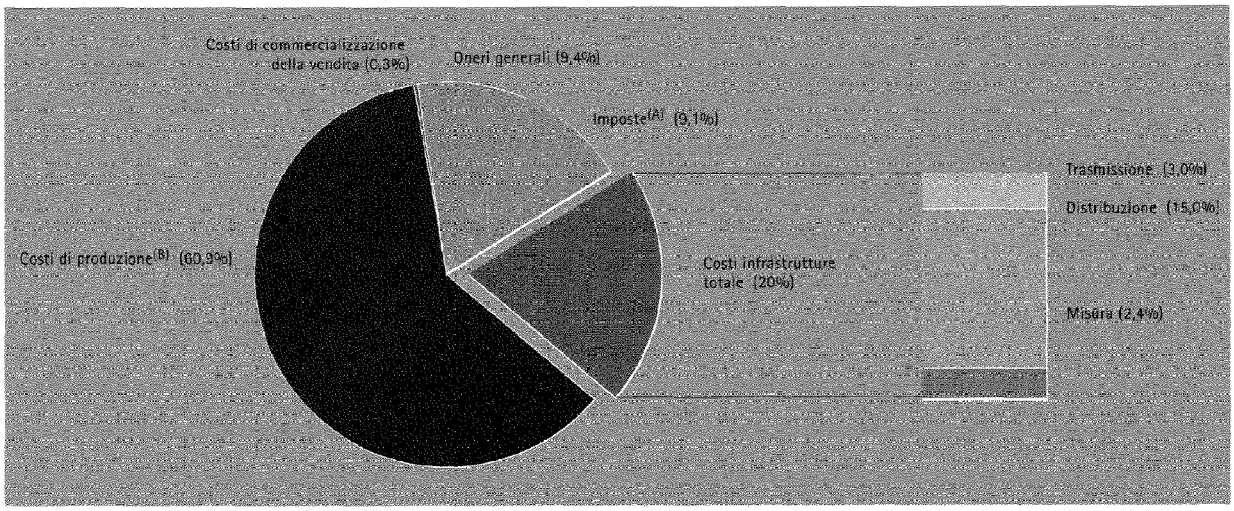
Ad aprile la tariffa media nazionale risultava pari a 10,04 c€/kWh al netto delle imposte, in calo del 2,1 per cento rispetto al valore di gennaio 2004.

TAV. 4.28 **STRUTTURA DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI NEL SECONDO PERIODO REGOLATORIO**

ATTIVITÀ	CLIENTE FINALE MERCATO VINCOLATO		CLIENTE FINALE
	CLIENTE NON DOMESTICO	CLIENTE DOMESTICO	MERCATO LIBERO
Produzione	Tariffa amministrata, componente specifica della tariffa di vendita, pari al costo medio di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente Unico che si approvvigiona: in borsa, con contratti bilaterali e con contratti differenziali	Tariffa amministrata[A] inclusa nella componente relativa ai costi di approvvigionamento dell'energia elettrica	Prezzi di mercato: contratti bilaterali e borsa
Dispacciamento	Tariffa amministrata, componente specifica della tariffa di vendita, pari al corrispettivo di dispacciamento dell'Acquirente Unico	Tariffa amministrata[A] inclusa nella componente relativa ai costi di approvvigionamento dell'energia elettrica	Corrispettivi di dispacciamento
Trasmissione	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Tariffa amministrata, componente specifica
Distribuzione	Opzioni tariffarie base e speciali	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Opzioni tariffarie base e speciali
Misura	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Tariffa amministrata, componente specifica
Vendita (servizi di commercializzazione)	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Meccanismi di mercato

(A) Ciascun esercente può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe D1, D2 e D3 definite dall'Autorità, previa approvazione da parte della stessa Autorità.

FIG. 4.9 **COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E PER IL SERVIZIO DI VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO ALL'1 APRILE 2004**



(A) Le imposte sono calcolate proforma pari al 10 per cento della tariffa media.
(B) *I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione*, il costo del dispacciamento, gli oneri per i certificati verdi, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, oltre che gli oneri per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture per il mercato vincolato nel 2001.

Costi di produzione

La componente relativa al costo del combustibile, che riflette l'andamento delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata, nella prima parte del 2002 ha proseguito la fase di discesa che ha caratterizzato tutto il 2001. Dopo l'inversione di tendenza registrata nel luglio 2002 e il successivo periodo di stabilità determinato dal blocco tariffario, il costo del combustibile ha ripreso a crescere nel corso del 2003: l'incidenza, al netto delle imposte, di questa componente sulla tariffa media ha raggiunto un massimo, pari al 47 per cento, nel secondo trimestre del 2003, che si confronta con il 40 per cento del periodo maggio-giugno 2002, per poi stabilizzarsi sul 44 per cento nell'ultimo trimestre del 2003.

La componente a copertura dei costi fissi di generazione è rimasta sostanzialmente stabile nel biennio 2002-2003. La sua incidenza sulla tariffa media al netto delle imposte è scesa dal 23 per cento del primo bimestre 2002 al 22,1 per cento del gennaio 2004.

Dall'1 aprile 2004 la tariffa media per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato include tre nuove componenti per la copertura delle seguenti voci di costo:

- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,09 c€/kWh; si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché

rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;

- remunerazione dei contratti interrompibili, pari a 0,16 c€/kWh;
- oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001, pari a 0,01 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione, corrispondenti a 6,72 c€/kWh nell'aggregato che comprende anche gli oneri per i certificati verdi, oltre alle tre voci di costo appena ricordate, rappresentano il 66,9 per cento della tariffa totale al netto delle imposte; l'incidenza del relativo aggregato era pari al 64,5 per cento all'inizio del 2002.

Costi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita

La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita) incideva per il 25,3 per cento della tariffa totale al netto delle imposte nel primo bimestre 2002. Nel secondo trimestre 2004 l'aggregato corrispondente è pari a 2,28 c€/kWh e rappresenta il 22,7 per cento della tariffa. La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh.

Oneri generali di sistema e altre componenti tariffarie

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse le componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2002, sono diminuite nel primo e soprattutto nel secondo trimestre 2003 in seguito alla riduzione dell'onere tariffario per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate. Nel secondo trimestre 2004 tali costi ammontano in media a 1,04 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,4 per cento. Gli oneri generali di sistema, che sono determinati in base a provvedimenti governativi, consentono la copertura di diverse voci di costo, in particolare:

- oneri derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, pari a 0,61 c€/kWh; si tratta della componente più onerosa nell'ambito degli oneri di sistema, che serve a compensare la differenza tra il prezzo di ritiro dell'energia CIP6 da parte del GRTN e i ricavi della vendita della stessa al mercato vincolato e a quello libero tramite asta (componente A3);
- costi incagliati o *stranded cost*, pari a 0,14 c€/kWh; si tratta dei rimborsi per gli investimenti effettuati e gli impegni assunti dall'impresa già monopolista e dalle altre imprese produttrici-distributrici prima dell'avvento della

liberalizzazione, che il mercato concorrenziale può non consentire di ammortizzare o onorare (componente A6);

- costi connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari pari a 0,06 c€/kWh (componente A2);
- oneri destinati a coprire attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 c€/kWh (componente A5);
- oneri derivanti dalla perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, attualmente pari a zero; si tratta di assicurare agli esercenti il rimborso del minore introito che gli stessi subiscono a causa delle agevolazioni stabilite per legge a favore di taluni soggetti, per esempio: FF.SS. comuni rivieraschi ecc. (componente A4).

Le altre componenti tariffarie sono relative alle seguenti voci di costo:

- perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (componente UC_1 della tariffa di vendita attualmente pari a zero);
- perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione (componente UC_3 della tariffa di distribuzione pari 0,03 c€/kWh);
- integrazioni tariffarie e reti isolate (componente UC_4 della tariffa di vendita pari 0,03 c€/kWh);
- squilibri tra perdite effettive e standard (componente UC_5 della tariffa di vendita pari a 0,06 c€/kWh; i clienti del mercato libero pagano questa componente unitamente al corrispettivo per il servizio di dispacciamento);
- qualità (componente UC_6 della tariffa di distribuzione pari a 0,08 c€/kWh).

ONERI DI SISTEMA

Attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico

Il nuovo Testo integrato relativo al periodo regolatorio 2004-2007 disciplina l'attività di gestione dei conti amministrati svolta dalla CCSE con particolare riferimento ai meccanismi di perequazione e integrazione, alla fissazione delle diverse componenti tariffarie (oneri di sistema e altre componenti tariffarie) e alle modalità di esazione e gestione del gettito e dei conti di gestione.
I conti attualmente gestiti dalla CCSE, relativamente al settore elettrico, sono i seguenti:

- Conto per il funzionamento delle attività nucleari residue alimentato dal gettito della componente tariffaria A2;
- Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dal

gettito della componente tariffaria A3;

- Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali alimentato dal gettito della componente tariffaria A4;
- Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca alimentato dal gettito della componente tariffaria A5;
- Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione alimentato dal gettito della componente A6;
- Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato alimentato dalla componente tariffaria UC1;
- Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione alimentato dalla componente tariffaria UC3 applicata sull'energia fatturata all'utenza del mercato vincolato;
- Conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori alimentato dal gettito della componente UC4 e, in prospettiva, dalla componente A8;
- Conto oneri per recuperi di continuità del servizio alimentato dalla componente tariffaria UC6;
- Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia;
- Conto oneri certificati verdi alimentato dal gettito della componente tariffaria VE;
- Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica alimentato dal gettito della componente UC5;
- Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006 (costituito con delibera 29 aprile 2004, n. 63).

Alcuni di questi conti perseguono finalità tipicamente perequative mentre altri assicurano la copertura dei cosiddetti oneri generali del sistema elettrico, ovvero di quei costi che devono inevitabilmente, in quanto finalizzati al finanziamento di attività di interesse generale, ricadere sulla collettività dei clienti, sia del mercato libero, sia del mercato vincolato.

In aggiunta alle tradizionali funzioni di carattere contabile-amministrativo, il nuovo Testo integrato ha disposto che la CCSE, ai fini delle determinazioni di sua competenza, possa procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti, sancendo così il conferimento di un potere di accertamento nei confronti dei soggetti amministrati.

Nel mese di febbraio 2004 è entrata in esercizio la sezione pubblica del sito Internet della CCSE. Tramite questa i visitatori del sito possono comunicare con

la CCSE, ricevere informazioni, reperire circolari e comunicati stampa, consultare la normativa di riferimento. Tramite la sezione privata del sito le imprese amministrate potranno inoltre interagire con la CCSE.
Nel corso dell'esercizio 2004 è prevista anche l'attivazione della gestione informatizzata dei flussi finanziari amministrati, come risultanti dal programma di contabilità, con contestuale possibilità di effettuare previsioni sulla disponibilità futura dei conti, al fine di garantire una gestione ottimale degli stessi.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari e alla chiusura del ciclo del combustibile svolte dalla Società gestione impianti nucleari S.p.A. (SOGIN), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.
Con la delibera 23 aprile 2002, n. 71, sono stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.
L'aliquota media ad essi relativa è stata incrementata da 0,05 a 0,06 cent€/kWh a decorrere dal secondo trimestre 2003 (delibera 24 marzo 2003, n. 23) al fine di assicurare un gettito adeguato alla copertura dei costi riconosciuti dalla delibera n. 71/02.
Nel corso del 2003 l'Autorità ha espletato il monitoraggio delle attività della SOGIN con l'analisi del documento *Aggiornamento e stato delle attività a settembre 2003*, presentato dalla SOGIN nel settembre 2003, con il controllo del bilancio relativo all'anno 2003 e con l'organizzazione di incontri tecnici. L'aggiornamento per il prossimo triennio degli oneri nucleari sarà deliberato sulla base dei programmi pluriennali di attività che la SOGIN presenterà all'Autorità entro il 30 settembre 2004 per il riconoscimento dei costi previsti per il periodo 2005-2007.
Nel corso del 2003 sono intervenute alcune importanti modifiche del quadro normativo di riferimento.
In particolare, con l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3267 del 7 marzo 2003 il presidente della SOGIN è stato nominato Commissario delegato per la messa in sicurezza dei materiali nucleari. La stessa ordinanza ha anche disposto la liquidazione del consorzio Smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare (SICN) e il conseguente conferimento delle attività del consorzio alla SOGIN. Detta liquidazione è avvenuta l'1 luglio 2003.
La legge 24 dicembre 2003, n. 368, ha introdotto nuove disposizioni ai fini della localizzazione e della realizzazione del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi, innovando il quadro normativo preesistente per ciò che riguarda la tipologia dei rifiuti radioattivi ammessi, i soggetti responsabili della localizzazione e

della realizzazione e le modalità di finanziamento della costruzione.
Inoltre la legge sopra citata prevede l'introduzione di misure di compensazione territoriale, la cui copertura finanziaria è prevista tramite "un'aliquota della componente della tariffa elettrica, pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kWh consumato" a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, dalla data di entrata in esercizio del deposito nazionale, proporzionalmente all'allocazione dei rifiuti radioattivi, in favore del Comune nel cui territorio è ubicato il deposito, dei Comuni confinanti, della Provincia e della Regione.
Con delibera n. 46/04, l'Autorità ha deciso di rinviare al momento in cui saranno definite le modalità di assegnazione del contributo previsto dalla legge n. 368/03, l'istituzione di una specifica componente della tariffa elettrica e di prevedere che l'ammontare complessivo annuo del contributo sia pertanto posto transitoriamente a carico del Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, che presenta la necessaria capienza.

Stranded cost

La legge 17 aprile 2003, n. 83, *Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico*, ha convertito con modificazioni il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25. Si rimanda alla lettura della *Relazione Annuale* del 2003 per quanto concerne la descrizione delle disposizioni e degli interventi previsti dalla legge. Si riprende invece sinteticamente di seguito la descrizione della *ratio* del meccanismo di compensazione della rendita idroelettrica e delle disposizioni della legge n. 83/03 relative alla medesima.
La liberalizzazione, se da un lato può produrre extra costi per gli impianti dell'ex monopolista, può anche generare extra profitti, come nel caso della rendita idroelettrica. Nel contesto monopolistico infatti il riconoscimento in tariffa è determinato dai costi di ciascuna fonte, mentre in un contesto di mercato i costi originari non sono più distinguibili e i prezzi tendono a livellarsi sui costi della fonte più onerosa. La rendita è quindi il maggior valore acquisito dalla produzione idroelettrica e geotermoelettrica rispetto alla produzione termoelettrica, e la sua estrazione permette di ridurre l'aggravio per i consumatori determinato dall'emergere di eventuali costi non recuperabili (CNR). Questa maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborsi tariffari non poggianti su maggiori costi. Sulla base di tali considerazioni il decreto 26 gennaio 2000 ha previsto che fosse recuperata, al fine di compensare anche solo parzialmente gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, per un periodo di sette anni a

partire dall'1 gennaio 2000 e con le modalità specificate all'art. 5 del medesimo decreto, esclusivamente la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

La legge n. 83/03 ha stabilito la soppressione, dall' 1 gennaio 2002, quindi con cinque anni di anticipo rispetto alla scadenza prevista dal decreto 26 gennaio 2000, del prelievo sull'energia idroelettrica. Tale disposizione ha reso necessario prevedere di rimborsare ai soggetti interessati gli importi versati alla CCSE nel periodo successivo all'1 gennaio 2002.

Il Ministro delle attività produttive ha emanato, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, previo parere favorevole dell'Autorità, il decreto 10 settembre 2003, sulla restituzione della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003. L'ammontare da rimborsare alle imprese aventi diritto è pari a circa 508 milioni di euro ed è ripartito tra le medesime secondo quanto riportato nella tavola 4.29.

TAV. 4.29 **RIMBORSO DELLA RENDITA IDROELETTRICA PER IL PERIODO 2002-2003**

SOCIETÀ	IMPORTO IN EURO
Acea	1 249 335,97
Acea Electrabel Produzione	268 651,11
A.E. Bolzano	9 638 624,58
Edipower	9 850 662,32
Endesa Italia	21 078 601,11
Enel Produzione	315 095 633,41
Eurogen	31 379 010,99
Enel Green Power	60 313 373,64
Interpower	2 877 432,87
Aem Trading	33 556 680,53
A.C.S.M. Primiero	349 590,52
Trentino Servizi	521 599,11
Tirreno Power	241 783,87
Aem Torino	19 170 517,86
Agsm Verona	2 872 467,94
Totale	**508 463 965,83**

Ricerca di sistema

Durante il 2003 sono stati portati a termine dal Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI) i progetti di ricerca avviati nel corso del primo triennio di attività, 2000-2002. Pertanto, l'Autorità ha disposto, con la delibera 23 dicembre 2003, n. 159, l'erogazione del conguaglio finale al CESI per l'attività svolta negli anni 2000-2003 e relativa ai progetti ammessi al finanziamento nel primo triennio della ricerca di sistema. La delibera 24 luglio 2003, n. 85, oltre a prevedere l'erogazione di un acconto pari all'80 per cento del finanziamento complessivo, ha modificato la delibera 11 luglio 2001, n. 158, prevedendo che le verifiche sull'ammissibilità di un progetto al finanziamento del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'articolo 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) siano svolte dall'Autorità sulla base di istruttorie curate attraverso l'avvalimento di esperti nominati e coordinati dalla CCSE. Con la delibera del 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso a finanziamento a carico del suddetto Fondo i progetti di ricerca presentati dal CESI per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116 092 euro.

Il decreto ministeriale 28 febbraio 2003 ha disposto la costituzione del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) demandando allo stesso tutte le attività operative inerenti il sistema di finanziamento dei progetti di ricerca in campo elettrico, in modo da garantire trasparenza ed equità della fase di selezione delle proposte di ricerca e la coerenza di tali proposte con le finalità dell'attività di ricerca.

PAGINA BIANCA

5. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

Completa apertura ma poca concorrenza

Il 2003 ha segnato una tappa importante nel processo di liberalizzazione del settore del gas naturale, grazie alla completa apertura del mercato dal lato della domanda.

Tuttavia proprio il superamento formale dei vincoli relativi alla scelta del fornitore ha evidenziato i limiti del processo di liberalizzazione in atto rispetto all'obiettivo dell'introduzione della concorrenza nel mercato della vendita all'ingrosso e al dettaglio di gas naturale. Trascorso ormai più di un anno dalla fatidica data del gennaio 2003 non si è assistito ad alcun rilevante spostamento di clienti civili da un fornitore all'altro e conseguentemente i clienti stessi non hanno potuto beneficiare di alcuna significativa riduzione dei prezzi del gas naturale.

La sostanziale assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha fatto sì che nemmeno la riduzione dei costi infrastrutturali nel trasporto e nello stoccaggio di gas naturale, dovuta ai provvedimenti tariffari dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sia stata trasferita ai clienti finali. Di tale riduzione hanno beneficiato sinora esclusivamente i clienti del mercato all'ingrosso, cioè le imprese locali di vendita del gas al dettaglio.

Nel caso delle vendite ai clienti industriali le riduzioni di prezzo osservate dall'Autorità sono invece praticamente riconducibili alla citata diminuzione dei costi infrastrutturali nei segmenti regolati della filiera del gas. Infatti, nell'ambito della sua attività di sorveglianza dei prezzi sul mercato all'ingrosso, l'Autorità ha potuto verificare che in seguito alla completa liberalizzazione della vendita e con la fine del meccanismo di "sventagliamento", discusso più avanti, i venditori all'ingrosso hanno concesso sconti alle imprese locali di vendita al dettaglio. È andata così ampliandosi la differenza fra prezzi all'ingrosso e prezzi al dettaglio che ha determinato la crescita dei margini di profitto delle aziende locali.

Processo di concentrazione nei servizi pubblici locali

L'incremento dei margini nel comparto energetico è uno dei fattori che contribuisce a spiegare il processo di aggregazione in atto nei servizi pubblici locali. Anche nel corso del 2003 è infatti continuato il processo di concentrazione fra *utility* locali. Nel caso dei servizi di distribuzione e vendita del gas esso non può essere esclusivamente motivato con lo sfruttamento delle economie di scala – che in base a ricerche recenti sembrano esaurirsi velocemente al crescere degli utenti – ma anche in funzione della strategia imprenditoriale di crescita delle imprese più dinamiche.

Tale processo va salutato con favore poiché riduce la frammentazione nel settore della distribuzione e della vendita del gas al dettaglio e contribuisce a creare soggetti in grado di competere anche nei mercati internazionali. Tuttavia la conten-

dibilità delle imprese sul mercato della proprietà (il cosiddetto *market for corporate control*) non è destinata a comportare alcun beneficio agli utenti; essa trae anzi alimento dalla crescita dei margini in una situazione di persistente assenza di concorrenza che consente di non trasferire a valle i benefici di efficienza che la regolazione ha indotto a monte della filiera del gas.

Regolamentazione transitoria della tariffa di vendita

Nell'ambito di un contesto di questo tipo l'Autorità, in forza del suo dovere di tutela dei consumatori e degli utenti e dei poteri che ne conseguono, è intervenuta con provvedimenti di carattere transitorio, finalizzati a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate dall'Autorità stessa, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso. Riconoscendo infatti che la maggior parte dei clienti finali pur essendo formalmente idonei non ha avuto occasione di esercitare alcuna opzione di cambiamento del fornitore, data la sostanziale continuità rispetto alla struttura di mercato preesistente, non è venuta meno l'esigenza di controllare il potere di mercato dei monopoli locali di vendita del gas.

La regolamentazione della tariffa di vendita finale costituisce un'operazione piuttosto difficoltosa nella situazione attuale del mercato nazionale del gas naturale. Un approccio regolatorio "puro", teso unicamente a eliminare le rendite di monopolio per definire una tariffa *cost reflective*, richiederebbe di stimare tutte le componenti di costo efficiente che originano nella filiera del gas per poi sommarle a un congruo margine di vendita. Tuttavia un simile approccio potrebbe escludere dal mercato i nuovi entranti che sono costretti ad approvvigionarsi a condizioni più onerose rispetto all'impresa dominante o che addirittura dipendono per l'approvvigionamento di materia prima dalla stessa impresa dominante tramite le cosiddette "vendite innovative".

"Vendite innovative" di Eni

È opportuno ricordare, infatti, che la società Eni S.p.A. ha ottemperato all'obbligo di rispetto dei tetti *antitrust* nell'importazione di gas, cedendo all'estero parte dei suoi contratti di importazione congiuntamente al diritto di accesso sui metanodotti internazionali, rispetto ai quali può ancora esercitare un controllo in funzione dei suoi diritti di utilizzo. Queste "vendite innovative" scontano l'esistenza di un ulteriore margine di intermediazione a favore di Eni tale da ridurre i margini dei suoi clienti-concorrenti, cioè delle imprese che Eni rifornisce per soddisfare le soglie *antitrust*. Dunque una politica di regolamentazione delle tariffe unicamente fondata su obiettivi di conseguimento dell'efficienza allocativa nel breve termine avrebbe comportato la necessità di fissare un prezzo regolamenta-

to sicuramente compatibile con la sopravvivenza dell'impresa dominante nella vendita di gas, che risulta fra l'altro anche più efficiente sul piano produttivo, ma tale da creare il rischio di uscita dei nuovi entranti, che godono di margini decisamente inferiori. Ciò avrebbe pregiudicato qualsiasi opportunità di sviluppo della concorrenza in futuro.

Tenuto conto che l'Autorità è chiamata a perseguire anche obiettivi di promozione della concorrenza, è apparso più corretto lasciare alle imprese alcuni margini nella loro attività di vendita nella speranza che il graduale decollo della concorrenza contribuisca a ridurli indipendentemente dalla regolazione.

Regolamentazione necessaria ma non sufficiente

A fronte della stasi dei processi di liberalizzazione l'Autorità ha dunque dovuto trovare un compromesso tra criteri di definizione delle tariffe in base ai costi efficienti e obiettivi di promozione della concorrenza. Tuttavia l'azione dell'Autorità costituisce un supporto di provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ma che possono derivare solo da norme primarie incidendo su diritti indisponibili per l'Autorità.

Si sta ormai radicando l'idea che l'adozione dei provvedimenti di regolamentazione previsti dal decreto n. 164/00 costituisca una condizione necessaria, ma non sufficiente, per il decollo della concorrenza nel settore. Per quanto nel corso del 2003 siano stati registrati significativi progressi nell'attività di implementazione dei principi europei di liberalizzazione, come testimoniano la definitiva approvazione dei Codici di accesso alla rete di trasporto e il Documento per la consultazione sui Codici di accesso alle reti di distribuzione, il contributo delle nuove regole potrebbe limitarsi alla riduzione delle barriere strategiche per i nuovi entranti senza che si attivi alcuna pressione verso la riduzione dei prezzi.

Indispensabile la creazione di una pluralità di approvvigionamenti indipendenti

In un mercato dominato dalle importazioni di gas mediante contratti a lungo temine concentrati nelle mani dell'impresa dominante è difficile pensare che possa svilupparsi una gara di prezzo fra le imprese per estendere le proprie quote di mercato. Sebbene il numero dei nuovi entranti nel settore sia progressivamente cresciuto dal 2000 a oggi, la loro presenza è solo in parte spiegabile con la sottoscrizione di contratti indipendenti di approvvigionamento. Con il meccanismo delle "vendite innovative" Eni ha contribuito a creare barriere all'entrata nell'approvvigionamento di gas, poiché la cessione di parte dei suoi contratti è avvenuta contestualmente a quella del prezioso diritto di accesso alla rete internazionale dei metanodotti, ormai congestionata; su di essa Eni continua a vantare diritti di utilizzo, ovviamente non sottoposti ai vin-

coli nazionali del diritto di accesso a terzi, i quali a loro volta non sono adeguatamente supportati da una vera e propria regolamentazione europea. Su questo tema l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha accertato, nel novembre 2002, la violazione dei meccanismi concorrenziali da parte di Eni, che è stata invitata ad assumere comportamenti idonei a rimuovere l'abuso; nel marzo scorso, dopo aver giudicato insufficienti le condotte poste in essere dalla società, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha anche aperto un'istruttoria formale per comminare a Eni una sanzione amministrativa.

Quindi l'ingresso di nuovi operatori nell'approvvigionamento di gas, in un contesto di utilizzo quasi esclusivo di contratti *take or pay* di lungo periodo, è avvenuto al prezzo di creare una ripartizione del mercato della vendita, in cui l'esistenza di altri operatori si realizza nella porzione di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. Un'altra strategia di incremento delle quote di mercato passa attraverso l'acquisizione delle imprese di vendita al dettaglio, mediante le già citate operazioni di aggregazione a valle della catena del gas. Non vi è dunque competizione nei prezzi per la conquista di maggiori quote di mercato nella fase di vendita. La libertà di entrata e la libertà di scelta del fornitore non risultano sufficienti per lo sviluppo della concorrenza.

D'altra parte il superamento della determinazione del prezzo del gas sulla base del prezzo dei combustibili alternativi previsto dalle formule di indicizzazione dei contratti a lungo termine – che si riverbera poi a valle della catena del gas scontando in Italia l'intermediazione Eni per i nuovi entranti – richiede il passaggio istituzionale alla nascita di un mercato *spot* centralizzato per la vendita all'ingrosso, dove il prezzo viene quotidianamente fissato sulla base della fluttuazione della domanda e dell'offerta. Dunque le prospettive della concorrenza sembrano essere legate alla progressiva riduzione di importanza dei contratti di lungo termine nella fase di approvvigionamento, al superamento delle "vendite innovative" e alla parallela crescita delle importazioni e degli scambi *spot* su un mercato centralizzato fondato su scambi anonimi e multilaterali mediati da una stanza di compensazione, così come avviene in borsa. Un passaggio, quindi, che viene ritenuto cruciale è quello della creazione della borsa del gas, rispetto alla quale il sorgere di un Punto di scambio virtuale (PSV) nell'ambito della rete di trasporto nazionale costituisce solo un primo importante passo.

Verso la creazione di una borsa del gas: il Punto di scambio virtuale

Il PSV è sorto per iniziativa della società Snam Rete Gas S.p.A. che, realizzando le disposizioni dettate dall'Autorità, ha messo a disposizione un supporto informatico che agevola non solo gli scambi di gas naturale ma anche quelli di capacità di trasporto sul mercato secondario; esso è stato favorito dall'adozione di un criterio *entry exit* per la definizione delle tariffe di trasporto. Gli scambi sono di

tipo bilaterale e avvengono a un prezzo di volta in volta concordato tra le parti. La creazione del PSV facilita le compensazioni di breve periodo fra *shipper* che detengono gas in eccesso e *shipper* che si trovano temporaneamente in difetto di materia prima. Si pensi solo al caso dei fornitori del mercato industriale, i quali vengono frequentemente a trovarsi con scorte di gas in eccesso a causa della diminuzione dei consumi nel fine settimana. Tali fornitori possono cedere il gas in rete ai fornitori del mercato civile, i quali possono invece essere "corti" di gas nella medesima unità di tempo.

In generale gli scambi al PSV costituiscono un utile meccanismo a fini di bilanciamento, ma la loro dimensione trascurabile e la determinazione bilaterale del prezzo evidenziano una notevole distanza rispetto a una vera e propria borsa del gas. L'Autorità è intervenuta in favore dei partecipanti al mercato con alcune disposizioni miranti a incrementare il grado di flessibilità degli scambi. Mentre nella proposta originaria di Snam Rete Gas veniva consentito agli *shipper* di programmare scambi al PSV fino a un giorno prima rispetto al *gas day*, l'Autorità ha disposto l'estensione degli scambi anche durante il *gas day*. In tal modo gli *shipper* possono ricorrervi non soltanto per far fronte a squilibri prevedibili fra domanda e offerta, ma anche per colmare sbilanciamenti imprevisti. L'Autorità ha inoltre promosso gli scambi giornalieri di capacità anche sul mercato secondario, così da incrementare le opportunità di scambi giornalieri di gas. Diversamente sul mercato secondario si sarebbe creata una discrasia fra scambi di gas, consentiti a livello giornaliero, e scambi di capacità, consentiti al massimo su base mensile.

Prospettive a medio-lungo periodo

Come detto, pur con gli incentivi agli scambi di gas introdotti dall'Autorità si è comunque ancora lontani dall'attivazione di un mercato di tipo borsistico. Ancora una volta sono i vincoli relativi alla disponibilità di materia prima eccedente gli scambi a lungo termine che risultano stringenti rispetto all'obiettivo di crescita del mercato *spot* del gas. Di fatto solo con l'ingresso di nuovi importatori di gas o con l'introduzione di provvedimenti di *gas release*, che impongano all'impresa dominante di cedere parte del suo gas sul mercato *spot*, si può pensare di attivare nel breve periodo un vero e proprio mercato centralizzato del gas per scambi multilaterali. In alternativa l'attivazione immediata di flussi di offerta di gas sul mercato *spot* potrebbe derivare da cessioni della produzione nazionale oppure di parte delle consistenti scorte di gas depositate nei giacimenti di stoccaggio in base a norme legate alla sicurezza delle forniture di energia, che potrebbero essere riviste. Alternativamente eventuali operazioni di *capacity release*, imposte a Eni in qualità di impresa che detiene ancora diritti di utilizzo sulla rete europea dei metanodotti, rendendo disponibile capacità di importazio-

ne dall'estero, potrebbero collegare il mercato *spot* italiano a mercati *spot* più maturi come quelli dell'Europa settentrionale e contribuire così a eliminare i colli di bottiglia che ancora impediscono la creazione di un mercato unico del gas naturale.

Nel lungo periodo il mercato potrebbe trarre occasioni di sviluppo anche dall'eventualità di cessione sul mercato stesso delle quantità di gas importate in Italia grazie ai nuovi terminali di rigassificazione, programmati per entrare in funzione nei prossimi anni. Infatti, mentre si prevede di dedicare la maggior parte della capacità dei nuovi terminali all'accesso esclusivo da parte dell'impresa che ha investito nella loro costruzione, la quota residua di capacità potrebbe essere destinata anche a flussi di offerta presso il mercato *spot* che potrebbe svilupparsi presso il PSV, sostituendo progressivamente gli scambi di gas ai punti di importazione (come avvenne nel Regno Unito rispetto ai terminali costieri dove affluiva la produzione nazionale). Se così non fosse la costruzione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas in Italia potrebbe rafforzare il peso dei nuovi entranti e ridurre le quote di mercato dell'impresa dominante senza necessariamente attivare una dinamica concorrenziale tale da comportare riduzioni di prezzo che vadano a beneficio degli utenti civili e industriali. La costruzione di nuove infrastrutture di importazione e la rimozione dei colli di bottiglia tuttora esistenti nell'ambito della rete europea dei metanodotti si tradurranno in uno sviluppo della concorrenza solo se la riduzione della quote di mercato dell'impresa dominante andrà di pari passo con il soddisfacimento della domanda con quote progressivamente maggiori di offerta *spot* presso il PSV. Diversamente, potremmo assistere a una ripartizione dei profitti più favorevole ai nuovi entranti senza particolari benefici per gli utenti.

EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2003

Quanto descritto sull'evoluzione del settore del gas nel corso del 2003 viene sommariamente quantificato nel bilancio degli operatori del gas, riportato nella tavola 5.1, che rappresenta in modo sintetico il ruolo svolto dalle principali tipologie di operatori[1] nelle varie fasi della filiera dalla produzione e importazione, fino alla vendita e al consumo finale. Analogamente al settore elettrico, i cambiamenti intervenuti nell'assetto del settore del gas hanno richiesto un continuo adattamento nella definizione dei vari comparti e categorie del bilancio in anni successivi. Il bilancio del 2003 ha introdotto significative novità che riguardano soprattutto la struttura per tipologia di operatore e le classi di vendita ai clienti finali del mercato libero e tutelato.

In particolare, traendo spunto dalla crescente integrazione verticale, non si distingue più tra produttori, grossisti e venditori sul mercato finale, ma tra gruppi di operatori collegati tra loro da legami di controllo proprietario e integrati lungo la filiera del gas. Vengono evidenziati i tre principali gruppi di Eni, Enel S.p.A. ed Edison S.p.A. Negli ultimi anni hanno assunto crescente importanza gruppi di operatori, creati su iniziativa di società ex municipali, che sono riuniti insieme nella categoria "Aziende municipali maggiori". Questa categoria comprende, per esempio, il gruppo formato attorno ad Aem Milano S.p.A., Asm Brescia S.p.A. e Amga Genova S.p.A. con una serie di altre società collegate a monte e a valle della filiera (Plurigas S.p.A., Aem Trading S.r.l., Asm Energy S.r.l., Amga Commerciale S.r.l. ecc.).

Tale forma di integrazione non è così evidente, o comunque molto meno avanzata, per la maggior parte delle aziende di proprietà degli enti locali, che pertanto vengono raggruppate in una categoria a parte, "Altre aziende municipali". La categoria delle "Società private nazionali" è in genere costituita da piccole società private, che hanno tradizionalmente operato in regime di concessione e che, a seguito della separazione imposta dal decreto legislativo n. 164/00, si trovano a operare sull'intero mercato nazionale. Questa categoria comprende anche società di significative dimensioni, come le società del gruppo Italcogim e società come Energia S.p.A. nate con il nuovo regime concorrenziale. Infine viene data evidenza separata alle società di proprietà estera, come Gaz de France, Gas Natural ed EGL, che spesso operano con sede in Italia e che hanno assunto importanza crescente negli ultimi due anni.

Rispetto al 2002, non si segnalano significativi cambiamenti nel settore della

1 Per operatore si intende l'insieme delle società di generazione, compravendita e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo.

TAV. 5.1 **BILANCIO DEGLI OPERATORI DEL GAS NATURALE NEL 2003**

G(m^3); valori uniformati in base a un potere calorifico inferiore pari a 8 250 kcal/m^3; le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

	GRUPPO ENI	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	AZIENDE MUNICIPALI MAGGIORI	ALTRE AZIENDE LOCALI	SOCIETÀ PRIVATE NAZIONALI	SOCIETÀ ESTERE	TOTALE
Produzione nazionale	**12,2**	**0,0**	**1,1**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,2**	**13,5**
Importazioni nette	**40,0**	**9,1**	**5,9**	**3,5**	**0,0**	**2,5**	**1,5**	**62,4**
Dirette	40,0	9,1	2,9	0,7	0,0	0,8	1,2	54,7
Vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	3,0	2,8	0,0	1,7	0,3	7,8
Trasferimenti netti	**-23,7**	**8,1**	**0,4**	**6,2**	**4,4**	**5,0**	**-0,3**	**0,1**
Variazione scorte	-1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,3
Consumi e perdite	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Totale risorse	**29,4**	**17,0**	**7,3**	**9,5**	**4,3**	**7,4**	**1,4**	**76,4**
Vendite e consumi finali	**29,4**	**17,0**	**7,3**	**9,5**	**4,3**	**7,4**	**1,4**	**76,4**
Generazione elettrica	4,7	12,1	5,8	1,4	0,1	1,6	0,6	26,4
Altri usi	24,7	4,9	1,5	8,1	4,2	5,8	0,8	50,0
Mercato tutelato	8,2	3,0	0,7	5,8	3,6	4,3	0,0	25,6
< 2 000 m^3	*5,4*	*2,1*	*0,3*	*2,4*	*1,5*	*2,1*	*0,0*	*13,8*
2 - 50 000 m^3	*2,0*	*0,5*	*0,3*	*2,6*	*1,6*	*1,8*	*0,0*	*8,8*
50 - 200 m^3	*0,6*	*0,5*	*0,1*	*0,7*	*0,3*	*0,3*	*0,0*	*2,3*
> 200 000 m^3	*0,2*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*	*0,1*	*0,0*	*0,7*
Mercato concorrenziale	16,5	1,9	0,8	2,3	0,6	1,5	0,8	24,4
< 2 000 m^3	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
2 - 50 000 m^3	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,2*
50 - 200 m^3	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,0*	*0,1*	*0,0*	*0,4*
> 200 000 m^3	*16,4*	*1,9*	*0,8*	*2,1*	*0,5*	*1,4*	*0,7*	*23,8*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 5.2 **VENDITE DEI GROSSISTI NEL 2003[A]**

G(m^3)

	NUMERO	VENDITE SUL MERCATO FINALE	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI[B]	VENDITE TOTALI
Grossisti con vendite superiori a 500 M(m^3)	**17**	**55,5**	**38,2**	**93,7**
Eni Gas & Power		17,5	22,6	40,1
Enel Trade		11,6	6,2	17,8
Edison Gas		5,6	4,1	9,7
Italgas Più		7,4	0,1	7,5
Enel Gas		4,4	0,0	4,4
Plurigas		0,7	2,6	3,2
Hera Comm		1,6	0,0	1,6
Aem Trading		0,4	1,1	1,5
Energia		0,7	0,5	1,2
Blumet		1,1	0,1	1,2
Aem Energia		1,1	0,0	1,1
Italcogim Vendite		0,8	0,0	0,8
Blu Gas		0,1	0,7	0,7
Gaz de France		0,6	0,0	0,6
Dalmine Energie		0,3	0,3	0,6
Fiorentina Gas Clienti		0,6	0,0	0,6
Asmea		0,5	0,0	0,5
Estgas		0,5	0,0	0,5
Grossisti con vendite tra 100 e 500 M(m^3)	**49**	**9,2**	**2,9**	**12,1**
Grossisti con vendite inferiori a 100 M(m^3)	**196**	**4,6**	**0,4**	**5,0**
Grossisti senza vendite	**25**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Totale	**287**	**69,3**	**41,5**	**110,8**

(A) Sono escluse le vendite di oltre 150 grossisti con vendite inferiori a 50 M(m^3).
(B) Le vendite ad altri grossisti includono le rivendite.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

produzione nazionale, che è calata per tutte le categorie di operatori in modo più o meno uniforme. L'incidenza delle importazioni del gruppo Eni si è ulteriormente ridotta, in linea con i tetti imposti dal decreto legislativo n. 164/00. La crescita della domanda di gas naturale nel 2003 è stata in parte coperta da un significativo aumento delle importazioni di quasi tutti i gruppi concorrenti, complessivamente del 35 per cento rispetto all'anno precedente, e in parte minore dai prelievi dagli stoccaggi. Per quanto riguarda le importazioni dei concorrenti, è significativamente aumentato il ruolo delle vendite di Eni alla frontiera: 35 per cento delle importazioni nel 2003 contro 30 per cento nel 2002. Tuttavia, l'incidenza delle cosiddette "vendite innovative" varia significativamente con la categoria di importatori: non vi fa ricorso il gruppo Enel; per il gruppo Edison essa è aumentata da 38 a 51 per cento del totale tra il 2002 e il 2003, si è invece apprezzabilmente ridotta per i restanti gruppi, complessivamente da 76 per cento nel 2002 a 64 per cento nel 2003.

Le vendite e i consumi finali sono divisi in parti molto simili tra generazione elettrica, mercato concorrenziale e mercato tutelato. Nell'ambito del mercato concorrenziale, il bilancio evidenzia la forte preferenza degli operatori per i consumatori di maggiore dimensione. Il 98 per cento delle vendite sul mercato concorrenziale riguarda clienti finali con consumi maggiori di 200 000 m^3. In particolare, l'incidenza delle vendite non tutelate (in base ai criteri fissati dall'Autorità ai sensi della delibera 12 dicembre 2002, n. 207) scende dal 97 per cento per i clienti finali con consumi superiori a 200 000 m^3, al 14 per cento per i clienti con consumi tra 50 000 e 200 000 m^3 e all'1,8 per cento per i clienti con consumi tra 2 000 e 50 000 m^3. Meno dello 0,1 per cento dei clienti finali con consumi inferiori a 2 000 m^3 (essenzialmente il settore domestico) ha fatto ricorso al mercato libero, prevalentemente attraverso società di servizi. Tuttavia, a tale riguardo si distinguono due categorie di operatori con una incidenza dei contratti concorrenziali significativamente maggiore della media: altre aziende municipali (0,4 per cento) e le società private nazionali (0,2 per cento). L'incidenza cala allo 0,05 per cento per le aziende municipali maggiori e a meno dello 0,01 per cento per i rimanenti gruppi.

Il quadro delle vendite intermedie e finali per singoli operatori nel 2003 viene riportato nella tavola 5.2. Nel complesso non si notano grandi rivolgimenti nel comparto rispetto al 2002, a parte un significativo aumento nel numero di operatori che riflette la fase conclusiva della separazione tra società di vendita e di distribuzione. Anche la graduatoria in termini di gas venduto sul mercato intermedio e finale non è significativamente cambiata rispetto al 2002. Quasi tutti gli operatori hanno aumentato le loro vendite, a eccezione del gruppo Eni per via dei tetti normativi. Analogamente per le importazioni, riportate in dettaglio nella tavola 5.3, non si segnalano significative variazioni rispetto al 2002, se non per un piccolo aumento nel numero di importatori e per la netta crescita dei volumi importati da quasi tutti gli operatori concorrenti di Eni.

TAV. 5.3 **IMPORTAZIONI DEGLI OPERATORI DEL GAS NEL 2003**

M(m^3) e valori percentuali

	VOLUME IMPORTATO	QUOTA PERCENTUALE
Eni Gas & Power	40.410	*61,5*
Enel Trade	9.092	*14,5*
Edison Gas	5.880	*9,4*
Piurigas	3.062	*4,9*
Energia	1.183	*1,9*
Gaz de France	579	*0,9*
Dalmine Energie	556	*0,9*
Gas Natural Vendita Italia	342	*0,6*
Energetic Source	313	*0,5*
Energas Milano	253	*0,4*
E Noi	186	*0,3*
Italcogim Trading	165	*0,3*
Worldenergy SA Svizzera	128	*0,2*
Hera Comm	128	*0,2*
Blumet	117	*0,2*
Electra Italia	76	*0,1*
Gas Plus	72	*0,1*
Blu Gas	64	*0,1*
BP Italia (2)	55	*0,1*
SPEIA	52	*0,1*
Acea Electrabel Trading	36	*0,1*
Spigas	33	*0,1*
EGL Italia	33	*0,1*

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori. Importazioni Eni al netto delle esportazioni.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento

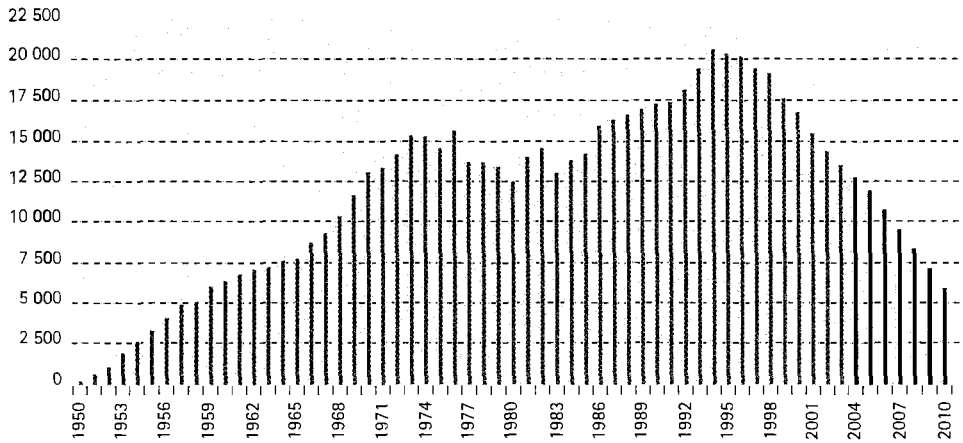
Produzione nazionale

L'anno 2003 è stato caratterizzato da un ulteriore decremento della produzione nazionale. La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è nuovamente diminuita, raggiungendo appena il 18 per cento contro il 20 per cento a cui si era attestata lo scorso anno. Non è certo una novità che la produzione subisca decrementi di questa entità da un anno all'altro. È noto infatti che i maggiori giacimenti sono già stati scoperti e che le imprese tendono a non investire nel settore dell'*upstream* in Italia, nonostante gli incentivi offerti dal Governo (anche per la produzione di campi marginali, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00), principalmente a causa della complessità degli *iter* autorizzativi. A ciò si aggiunge il blocco allo sfruttamento dei giacimenti dell'Alto Adriatico. Il declino della produzione nazionale avviene per mancanza di economicità nell'estrazione del gas italiano, con la conseguenza meno desiderabile della perdita nel lungo periodo di *know how* tecnico nel settore *upstream*, in Italia particolarmente sviluppato per la struttura geologica assai complessa del territorio.

Il prospetto della produzione nazionale *ab origine* (Fig. 5.1) mostra il picco produttivo raggiunto negli anni Novanta seguito dalla rapida discesa registrata nell'ultimo quinquennio e attesa protrarsi anche nei prossimi anni.

FIG. 5.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1950**

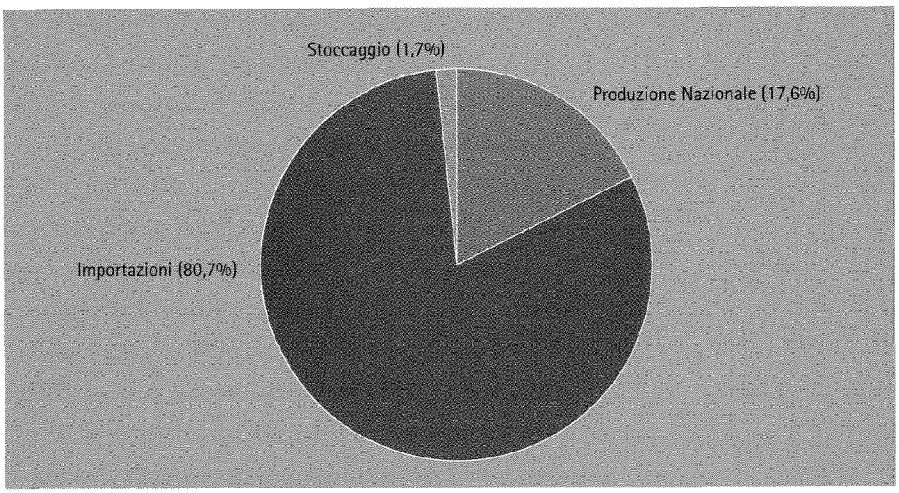
M(m^3); valori storici dal 1950 al 2003 e previsioni dal 2004 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

FIG. 5.2 **IMMISSIONI IN RETE NEL 2003**

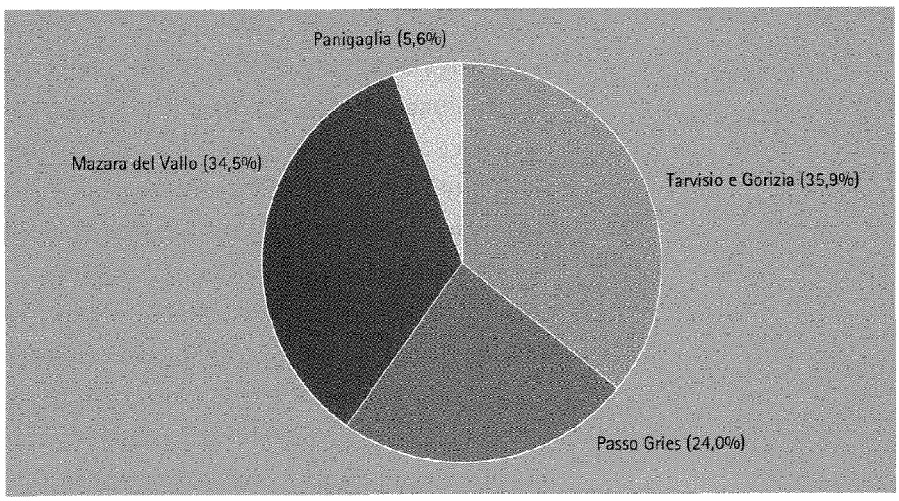
Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 5.3 **IMPORTAZIONI DI GAS NEL 2003 SECONDO LA PROVENIENZA**

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Importazioni

L'Italia è dunque un paese che punta sempre di più sulle importazioni per provvedere al proprio fabbisogno di gas. Nel 2003 le importazioni hanno coperto oltre l'80 per cento dei consumi (Fig. 5.2).

Circa la ripartizione delle importazioni in base alla provenienza (Fig. 5.3) si nota come la quota maggiore di importazioni, pari al 35,9 per cento, passi per i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e di Gorizia dove arriva il gas la cui provenienza è principalmente la Russia. Risale ad appena l'inizio del 2004 il *build up*

dell'ultimo dei contratti stipulati dall'Eni con la russa Gazprom. Con una quota pari al 34,5 per cento, seguono le importazioni di gas algerino che arriva in Italia attraverso il gasdotto Transmed, con punto di entrata ubicato in Sicilia (Mazara del Vallo). Sono pari al 24 per cento le importazioni che giungono alla rete nazionale attraverso il confine con la Svizzera di Passo Gries: in quest'ultimo arriva il gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie, nonché dalla Norvegia (produzioni in *off shore* del Mare del Nord). Infine vi è un 5,6 per cento di gas proveniente dal Nord Africa, che giunge come GNL presso gli impianti di Panigaglia in Liguria (gestiti dalla GNL Italia S.p.A., società del gruppo Eni), dove viene rigassificato e immesso in rete[2].

Riguardo ai contratti di acquisto di gas russo dell'Eni, va ricordato che la Commissione europea ha voluto un accordo tra Gazprom e la compagnia italiana per l'eliminazione delle clausole di restrizione territoriale (o "di destinazione") presenti nei contratti stipulati negli scorsi decenni. Risale infatti allo scorso 6 ottobre la comunicazione della Commissione europea che informava dell'accordo raggiunto dai servizi della concorrenza della Commissione europea con le due compagnie, a seguito del quale Eni ha accettato di offrire volumi significativi di gas acquistato dalla Russia a clienti fuori dall'Italia e di promuovere un potenziamento del gasdotto TAG, da realizzare tra il 2008 e il 2011 in funzione dell'andamento del mercato italiano.

La struttura delle importazioni di gas può essere analizzata anche in base alla durata, intera (Fig. 5.4) o residua (Fig. 5.5), dei relativi contratti vigenti nell'anno termico 2003/04, che ha inizio l'1 ottobre 2003 e termina con l'ultimo giorno di settembre 2004. Nell'analisi non sono considerati i contratti relativi all'importazione dalla Libia, i cui *build up* sono legati al completamento del relativo tratto di gasdotto, con punto di entrata in Sicilia, che si prevede entrerà in funzione al termine del 2004, dunque nel prossimo anno termico.

Nella figura che mostra i contratti secondo la durata residua è nulla l'incidenza dei contratti in essere di durata superiore a 20 anni. Ciò in quanto, come appena ricordato, la maggior parte delle forniture dalla Libia, che vanno oltre il ventennio, non è ancora attiva; analogamente, l'analisi non include le recenti richieste per nuove importazioni dall'Algeria, che prevedono *build up* tra il 2006 e il 2007 in corrispondenza della realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del Transmed (si veda più avanti). Naturalmente il gruppo Eni non è coinvolto come

2 È opportuno ricordare che a seguito dello *swap* concordato tra Enel e Gaz de France in relazione al GNL nigeriano acquistato da Enel con un contratto pluriennale nel 1997, sono da attribuirsi a tale contratto quote di importazioni via gasdotto da Russia, Francia e Germania, nonché quote di gas algerino che arrivano in Italia come GNL per conto di Enel, per un totale di poco più del 6 per cento del totale del gas importato in Italia.

FIG. 5.4 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2003/04, SECONDO LA DURATA INTERA

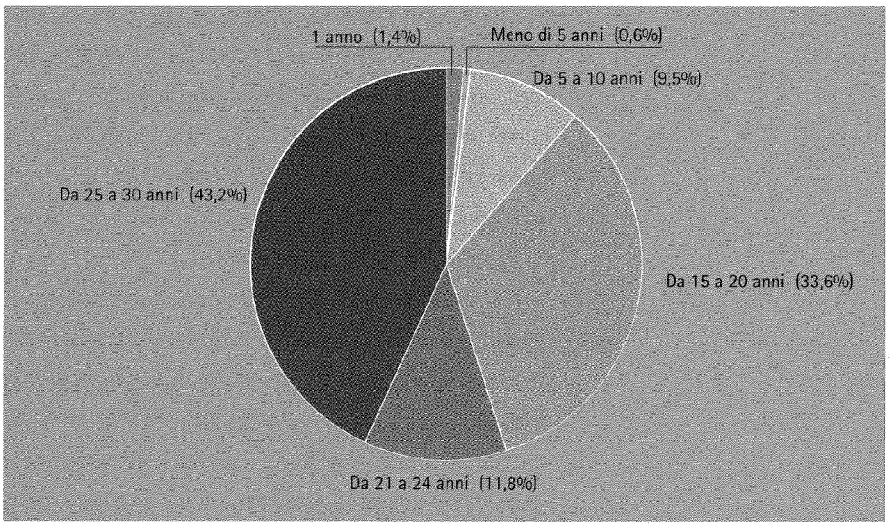
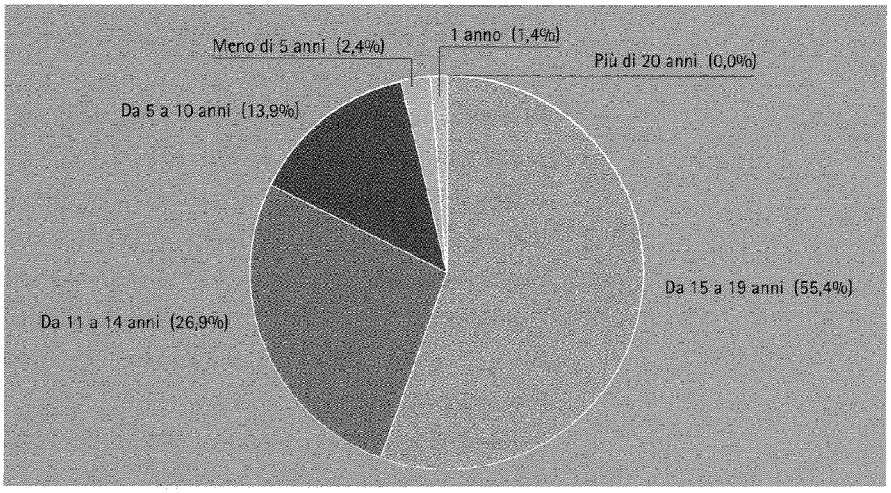


FIG. 5.5 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2003/04, SECONDO LA DURATA RESIDUA



acquirente nelle importazioni dalla Libia e nei nuovi accordi per il gas algerino: in base ai tetti *antitrust* stabiliti dal decreto legislativo n. 164/00, ancora sino al 2010, le sue immissioni sono destinate a essere annualmente ridotte di due punti percentuali rispetto al totale delle immissioni.

In base ai potenziamenti programmati, nonché considerando ulteriori grandi opere attualmente in via di studio, il mercato italiano attrae l'attenzione sempre crescente degli operatori: oltre a quelli già presenti, nuovi soggetti, anche esteri, si affacciano sul mercato italiano, per le potenzialità che si prospettano in particolare sulle infrastrutture per la rigassificazione di GNL (si veda più oltre).

Basti pensare al progetto di un nuovo metanodotto che dall'Algeria attraverso la Sardegna arrivi in territorio francese, di cui è parte il famoso progetto per la metanizzazione della Sardegna. In realtà esso deve ancora intraprendere la verifica di fattibilità tecnica, economica e finanziaria, ma è senz'altro un'opera di rilevanti dimensioni: si tratta di una capacità per almeno 10 G(m^3) all'anno che richiede notevoli investimenti ed è destinata al mercato europeo più che a quello italiano (la sola metanizzazione di una regione non ne giustificherebbe la spesa). Ciò, anche in previsione di un ingresso diretto della compagnia algerina Sonatrach nel mercato europeo, verosimilmente come contropartita alla eliminazione della "clausola di destinazione" nei contratti *take or pay*, che la Direzione generale concorrenza dell'Unione europea sta perseguendo anche nei confronti dell'Algeria, così come ha fatto per la Russia. La nuova struttura non sarà comunque operativa prima del 2009; entro i primi mesi di quest'anno dovrebbero avere il via le procedure per il finanziamento dello studio di fattibilità da parte del Ministero delle attività produttive.

È in fase di avvio anche lo studio di fattibilità del progetto per il gasdotto Grecia-Italia, finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento *Trans European Network*.

Di imminente completamento è invece il nuovo gasdotto in costruzione per le importazioni dalla Libia, per una capacità massima contrattualizzata annuale di 8 G(m^3): come risulta dalle comunicazioni ufficiali al Ministero delle attività produttive ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e dalle autorizzazioni all'importazione rilasciate da quest'ultimo, è previsto entrare in funzione, sia pure a capacità ridotta, alla fine del 2004; si prevede entrerà in regime per l'anno 2006.

Per quanto riguarda il potenziamento del tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria, per ulteriori 6,5 G(m^3), si è conclusa lo scorso giugno la prima fase della procedura di allocazione, per un totale sinora di 1,78 G(m^3). Qualora si decidesse di proseguire con tale iniziativa, il potenziamento potrebbe essere operativo dal 2007. La realizzazione è tuttavia al centro di un complesso contenzioso tra Eni, la sua controllata TTPC (*Trans Tunisinian Pipeline Company*) e la società algerina Sonatrach; tale contenzioso, che coinvolge anche i governi algerino, tunisino e italiano, ne mette in forse la realizzazione prima del 2013.

La possibilità di potenziare il tratto austriaco del metanodotto TAG di importazione dalla Russia, per ulteriori 6,5 G(m^3)/anno, è stata recentemente ridiscussa

in base al menzionato accordo tra la Commissione europea, Eni e Gazprom: nel rimuovere la clausola di destinazione nei contratti di importazione all'Eni si è consentito di procrastinare sino al 2011 la realizzazione del potenziamento, qualora in Italia abbiano inizio entro il luglio 2005 i lavori per due nuovi terminali di GNL.

Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Tra gli strumenti a disposizione dell'Autorità per promuovere la concorrenza nell'offerta di gas vi sono sia la definizione di condizioni che rendano accessibile ed efficiente il servizio di trasporto, sia interventi di stimolo alla creazione di nuove infrastrutture d'importazione.

Il quadro normativo dei Codici di rete in Italia è stato definito nel 2002 con l'approvazione della delibera dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137. In base alla normativa vigente le imprese che adottano il Codice di rete devono sottoporlo all'Autorità per l'approvazione. Nel corso dell'esame dei Codici di rete è emersa l'opportunità di integrare il quadro normativo, predisposto con la delibera n. 137/02, in merito alla disciplina del servizio di trasporto per specifici profili di clientela e di chiarire alcune disposizioni in vigore per meglio promuovere la concorrenza nel settore.

Per quanto riguarda le nuove infrastrutture per la rigassificazione del GNL, l'Autorità ha adeguato le disposizioni emanate nel 2002 a quanto stabilito in materia dalla legge 12 dicembre 2002, n. 273.

Modifiche e completamento della disciplina del trasporto (delibera n. 91/03)

L'art. 13 della delibera n. 137/02 prevede che la cessione e lo scambio di capacità di entrata e di uscita assegnate agli utenti della rete nazionale di gasdotti nonché la cessione e lo scambio di gas immesso nella rete stessa siano effettuati sulla base di procedure definite con provvedimento dell'Autorità. L'avvio del procedimento finalizzato all'adozione di tali procedure e al completamento dell'assetto funzionale alla promozione della concorrenza nel settore del gas è contenuto nella delibera 31 luglio 2003, n. 91.

Nella versione iniziale del Codice di rete presentato da Snam Rete Gas all'Autorità, era contemplata una disciplina dell'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio del gas, con l'introduzione di un PSV quale "servizio opzionale" per gli scambi e le cessioni giornaliere di gas in rete. Poiché questa disciplina non riguardava il rapporto gestore-utente del servizio (controparti del contratto di trasporto), non poteva costituire materia oggetto del Codice di rete. Durante il procedimento di verifica di conformità del Codice di rete, gli Uffi-

ci dell'Autorità hanno segnalato a Snam Rete Gas tale incoerenza e nella nuova versione di Codice di rete, approvata dall'Autorità, la disciplina contestata è stata sostituita con un supporto tecnico operativo alle contrattazioni fisiche tra gli operatori. Al contempo, però, l'Autorità ha invitato la stessa società e altri soggetti interessati a presentare ai propri Uffici, entro il 30 settembre 2003, uno schema di procedure per l'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio del gas.

Con la stessa delibera n. 91/03, l'Autorità ha inoltre disposto di avviare un procedimento volto a modificare la delibera n. 137/02, che è apparsa disciplinare in modo incompiuto le problematiche relative ad alcuni specifici profili del servizio di trasporto. Più precisamente, l'Autorità ha ritenuto che:

- la disciplina del conferimento di capacità non risulta adeguata alle esigenze di alcune tipologie di impianti che si trovano in fase di avviamento e di test iniziale, e che in tale fase presentano una marcata indeterminatezza del profilo di prelievo;
- la stessa disciplina del conferimento di capacità non considera le specifiche esigenze, sia dei contratti di importazione, che prevedono un periodo transitorio nel quale si raggiungono gradualmente le quantità contrattuali media giornaliera e massima giornaliera di regime, sia dei contratti di fornitura a nuovi impianti, l'avviamento dei quali abbia inizio in data successiva all'inizio dell'anno termico;
- la disciplina dell'erogazione del servizio di trasporto non considera le esigenze degli impianti di compressione per autotrazione nei periodi in cui tali impianti alimentano carri bombolai per l'esecuzione del servizio sostitutivo di riconsegna a seguito di situazioni di emergenza o di interventi di manutenzione;
- la disciplina delle prenotazioni prevista dalla delibera n. 137/02 non appare pienamente funzionale, sebbene legittima, con le finalità dalla stessa perseguite. Peraltro, alcune segnalazioni di utenti hanno evidenziato come la medesima delibera, non prevedendo l'applicazione di specifici corrispettivi a carico dell'utente che non rispetti le prenotazioni da questi effettuate, consenta comportamenti opportunistici e non responsabili di alcuni utenti a danno di altri in sede di bilanciamento.

Verso la creazione di una borsa del gas (delibera n. 22/04)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 91/03, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità di trasporto e del gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti. Basandosi anche sull'esperienza maturata in altri paesi europei e sulle osservazioni e proposte dei soggetti interessati, con la delibera 26 febbraio 2004, n. 22, l'Autorità ha infatti delineato un percorso di interventi regolatori, articolato in quattro passaggi, finalizzato alla graduale istituzione di un mercato centralizzato del gas e delle capacità. Le quattro fasi prevedono:

- l'introduzione di procedure che, attraverso una piattaforma informatica, consentano la cessione e lo scambio di capacità di trasporto e di gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti sulla base di accordi bilaterali fra utenti e in conformità con i criteri di bilanciamento del servizio di trasporto definiti dalla delibera n. 137/02;
- l'introduzione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità; facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, cui viene offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione, tali contratti si rivelano utili a promuovere la liquidità del mercato;
- l'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero, nel quale l'impresa di trasporto compra dagli (o vende agli) operatori del sistema il gas naturale in difetto o in eccesso nella rete di trasporto. Questo intervento, che pone i presupposti per una crescita del volume di gas scambiato giornalmente, richiede la modifica del regime di bilanciamento attualmente in vigore definito dalla delibera n. 137/02 e l'introduzione di un sistema che incentivi gli utenti a essere bilanciati attraverso corrispettivi calcolati sulla base del prezzo con il quale il gas naturale viene scambiato sul mercato giornaliero di bilanciamento;
- l'introduzione di un mercato centralizzato del gas naturale gestito in modo indipendente e basato su un sistema automatico di incrocio fra domanda e offerta sul modello inglese della *clearing house*, il quale consenta la determinazione di un prezzo ufficiale quale riferimento per la conclusione delle transazioni.

Dall'1 ottobre 2003 Snam Rete Gas gestisce il sistema informatico per scambi/cessioni di gas al PSV mediante il quale gli utenti della rete di trasporto possono registrare, ai fini del proprio bilanciamento, gli scambi e le cessioni di gas immesso in rete, che definiscono su base bilaterale. L'Autorità ha giudicato tale sistema idoneo a raggiungere il primo dei quattro obiettivi delineati, pertanto ha attribuito al PSV la qualifica di mercato regolamentato delle capacità e del gas. Tuttavia l'Autorità ha anche riconosciuto come, nell'ambito dei possi-

bili interventi volti alla creazione di un efficiente mercato regolamentato del gas, possano essere sviluppate ulteriori funzionalità rispetto a quelle previste dal sistema predisposto da Snam Rete Gas; funzionalità che abbiano lo scopo di offrire elementi aggiuntivi di flessibilità a disposizione degli utenti del sistema di trasporto per ottimizzarne il bilanciamento. In particolare gli elementi individuati dall'Autorità sono:

- la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale con un anticipo di trenta giorni rispetto alla data nella quale vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento. Attualmente le transazioni possono essere registrate con un anticipo limitato a 8 giorni;
- la possibilità di effettuare cessioni e scambi di capacità di trasporto, per periodi minimi di un giorno, presso i punti di entrata alla rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL. Attualmente il Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas prevede che le cessioni di capacità di trasporto fra utenti possano avvenire per periodi minimi di un mese coincidenti con il mese di calendario. L'assetto previsto dall'Autorità consente di rendere compatibili i tempi di cessione delle capacità con quelli con i quali è consentito lo scambio di gas immesso in rete;
- la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale nello stesso giorno in cui esse vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento, allo scopo di permettere agli utenti di correggere nel giorno in corso situazioni di disequilibrio non previste.

La delibera n. 22/04 ha quindi affidato a Snam Rete Gas il compito di presentare all'Autorità una proposta di modifica del sistema da essa predisposto, allo scopo di rendere attive le nuove funzionalità entro il prossimo anno termico. Nel frattempo il PSV è entrato in funzione dallo scorso ottobre e ha già dato i primi risultati, illustrati in dettaglio nel paragrafo relativo all'organizzazione dell'attività di trasporto.

Con la stessa delibera, l'Autorità ha infine avviato un processo di consultazione relativamente alla definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali e all'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero, invitando i soggetti interessati a presentare osservazioni e proposte in merito.

Consultazione sul trasporto nei casi di avviamento

Come detto, alcuni specifici profili del servizio di trasporto – i casi di avviamento – non sono adeguatamente disciplinati dalla delibera n. 137/02 e dunque anche dai Codici di rete redatti dalle imprese di trasporto. In tali casi, infatti, sono emerse le seguenti problematiche:

a) la disciplina del conferimento di capacità non risulta adeguata alle esigenze degli impianti in fase di avviamento, che presentano una notevole indeterminatezza del profilo di prelievo. Per tali impianti, infatti, durante l'effettuazione di test di prestazione possono verificarsi, per brevi periodi, prelievi di gas superiori a quelli del funzionamento a regime;
b) non sono considerate le specifiche esigenze nel caso di avviamento di nuovi contratti di importazione. Questi prevedono generalmente un regime transitorio durante il quale si raggiungono le quantità contrattuali media giornaliera e massima giornaliera di regime[3]. Normalmente la realizzazione delle infrastrutture di importazione precede il termine contrattuale in relazione al quale sono previsti gli incrementi di quantità di gas impegnato e si può verificare, per brevi periodi, che la disponibilità di capacità di trasporto non sia coerente con le quantità contrattuali previste nel periodo transitorio di avviamento dei contratti. Lo sfasamento temporale tra la disponibilità di trasporto e l'utilizzo di tale capacità determina oneri economici (il pagamento del corrispettivo di capacità) a carico del soggetto importatore precedenti all'avviamento del contratto di importazione;
c) non vengono considerate le specifiche esigenze degli impianti di nuova realizzazione con avviamento che ha inizio in data successiva a quella dell'anno termico, per i quali vi è uno sfasamento temporale tra la disponibilità di capacità di trasporto e l'avviamento dell'impianto. Tale situazione può verificarsi a causa dei diversi tempi necessari per l'ottenimento dei permessi per la realizzazione sia dell'allacciamento alla rete di trasporto, sia dell'impianto a valle del punto di riconsegna. Lo sfasamento temporale tra la disponibilità di capacità di trasporto nel punto di riconsegna e l'avvio dell'utilizzo dell'impianto del cliente finale, determina oneri economici a carico dell'utente, e quindi del cliente finale, anche per un periodo anteriore all'effettivo esercizio commerciale dell'impianto.

Su questi temi l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione conte-

3 Questo regime transitorio, previsto negli impegni sottoscritti con i produttori, è generalmente necessario per tenere conto della messa in esercizio graduale dei campi di produzione (*start up* dei campi).

nente proposte per la disciplina del servizio di trasporto nei casi di avviamento. Nel Documento sono stati posti in evidenza alcuni argomenti e opzioni sui quali l'Autorità ha sollecitato contributi che i soggetti interessati potevano inviare entro la fine di marzo 2004.

Le proposte dell'Autorità sono costituite sostanzialmente dalle seguenti disposizioni speciali.

Per il caso di cui alla lettera a) si considera un periodo di avviamento di cinque mesi, durante i quali la capacità di trasporto è conferita in relazione alle capacità utilizzate nel medesimo periodo: per i primi tre mesi la capacità conferita è la media utilizzata nel periodo; per il quarto e il quinto mese la capacità conferita è pari alla massima capacità utilizzata; al termine del periodo di avviamento l'impresa di trasporto procede al conferimento di capacità di trasporto definitivo per l'anno termico. Questa disciplina speciale è giustificata dalla specificità di questa tipologia di impianti, e non altera il principio fondamentale che regola la disciplina dei conferimenti di capacità, ossia il principio secondo il quale il conferimento di capacità massima che l'utente ritiene di prelevare avviene *ex ante* per non incorrere nelle penalità previste per supero di prelievo.

Peraltro il Codice di rete della società Edison T&S S.p.A. prevede una procedura di conferimento particolare per i nuovi punti di riconsegna caratterizzati da una marcata indeterminatezza del profilo di prelievo. Per tali punti l'impresa di trasporto effettua la revisione della capacità conferita per un periodo di sei mesi a partire dal primo mese di fornitura del servizio; la procedura prevede che nei primi sei mesi l'impegno di capacità sia determinato a consuntivo con riferimento ai quantitativi di gas utilizzato: nei primi quattro mesi con riferimento al valore medio delle quantità utilizzate, nel quinto e sesto mese con riferimento alla quantità massima utilizzata nel punto di riconsegna.

Per quanto riguarda i profili b) e c), si prevede che non siano dovuti i corrispettivi di capacità per il periodo compreso tra la data in cui si rende disponibile la nuova capacità, a seguito della realizzazione dell'infrastruttura, e:

- con riferimento alla fattispecie di cui alla lettera b), la data fissata dal contratto di importazione in cui è previsto l'incremento della quantità di gas impegnato;
- con riferimento alla fattispecie di cui alla lettera c), la data in cui viene avviato l'impianto a valle del punto di riconsegna.

Accesso prioritario ai nuovi terminali di rigassificazione (delibera n. 90/03)

Tra le disposizioni in materia di politica energetica, in merito al potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale, la legge n. 273/02 stabilisce che i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, hanno diritto di allocare una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni (art. 27, comma 2). L'accesso prioritario definito dalla delibera dell'Autorità 15 maggio 2002, n. 91, diviene un diritto di allocazione riconosciuto anche a soggetti diversi dagli utilizzatori del terminale senza limitazioni alla nuova capacità realizzabile e non richiede procedure di accertamento da parte dell'Autorità.

D'altra parte, la nuova Direttiva europea 2003/55/CE del 26 giugno, che abroga la Direttiva 98/30/CE, prevede (nell'art. 22) una procedura individuale in base alla quale può essere concessa una deroga, da valutare caso per caso, alle disposizioni generali in materia di accesso alle infrastrutture di rete, nell'ipotesi di realizzazione di nuovi terminali di GNL; il potere di decisione sulla deroga viene intestato direttamente all'Autorità di regolazione, con la facoltà per lo Stato membro di prevedere che l'Autorità stessa presenti il proprio parere sulla richiesta di deroga all'organo competente dello Stato membro, affinché adotti la decisione formale.

L'Autorità, alla fine di luglio 2003, ha recepito (con la delibera 31 luglio 2003, n. 90) quanto disposto dalla legge n. 273/02, modificando la precedente delibera n. 91/02, in attesa che il Governo dia attuazione alle previsioni di cui all'art. 22 della Direttiva europea 2003/55/CE.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Trasporto

Nello scorso anno termico 2002/03 non si sono registrati fenomeni di congestione presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con le infrastrutture di trasporto all'estero, pur in presenza di un elevato livello di utilizzo della capacità di trasporto continua, specie per le importazioni dal Nord Europa e dalla Russia.

Rispetto alle capacità messe a disposizione nell'anno termico precedente, per l'anno termico 2003/04 si registrano alcune variazioni (Tav. 5.4):

TAV. 5.4 **CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

M(m^3) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2003/04

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,7	57,7	0,0	100%
Tarvisio	82,0	80,1	1,9	98%
Panigaglia (GNL)	11,5	11,5	0,0	100%
Mazara del Vallo	86,0	74,4	11,6	87%
Gorizia	0,7	0,7	0,0	100%
Totale	**237,9**	**224,4**	**13,5**	**94%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

- la capacità di trasporto relativa al punto di entrata di Mazara del Vallo ha subìto un lieve aggiustamento essenzialmente dovuto ad aggiornamenti delle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea di importazione dal Nord Africa;
- la capacità di trasporto presso Passo Gries è diminuita a causa di inconvenienti rilevati sulle unità di compressione installate nella nuova centrale di compressione di Masera;
- la capacità di trasporto relativa al punto di entrata di Tarvisio indicata in tabella mostra un aumento che è effettivo dall'inizio del 2004, grazie all'entrata in esercizio di nuovi potenziamenti, in concomitanza con il *build up* del quarto contratto Eni per l'importazione dalla Russia.

È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico, la capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries).

I risultati del conferimento per l'anno termico 2003/04 mostrano come quasi

interamente soddisfatte le richieste di capacità di tipo continuo per tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero: al settembre 2003 22 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti.

Ai sensi della delibera n. 137/02, nell'anno 2003 è stato effettuato anche il primo dei conferimenti pluriennali presso i punti di entrata interconnessi con l'estero: 8 soggetti hanno richiesto e ottenuto capacità per il prossimo quinquennio 2004/05 - 2009/10. I risultati del conferimento sono indicati nella tavola 5.5.

Rispetto all'anno precedente, nel 2003 la rete è stata complessivamente estesa di circa l'1,24 per cento in termini di lunghezza.

Snam Rete Gas ha presentato un programma di notevole potenziamento per il prossimo decennio, coerente con lo sviluppo di gasdotti esteri di importazione interconnessi con la rete nazionale. Infine sono proseguite le opere per la realizzazione della nuova importazione dalla Libia.

Punto di scambio virtuale (PSV)

Dall'inizio dell'anno termico 2004/05 Snam Rete Gas ha avviato un sistema per scambi/cessioni giornalieri di gas sulla propria rete, presso il cosiddetto PSV. Insieme alla Bacheca elettronica per scambi/cessioni di capacità, servizio disponibile già dallo scorso anno, il nuovo sistema facilita le transazioni bilaterali tra gli utenti. Il Codice di rete di Snam Rete Gas è predisposto per recepire le transazioni al PSV.

Concettualmente situato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, il PSV è un punto presso il quale gli utenti possono effettuare scambi e cessioni di gas con frequenza giornaliera. Al febbraio 2004, i soggetti coinvolti nelle transazioni presso il PSV sono in totale 25: tra questi vi sono gli utenti del servizio di trasporto che hanno ottenuto un conferimento di capacità presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero lo scorso settembre.

Il numero delle transazioni è aumentato dal primo mese di attività del PSV: da un massimo di 7 transazioni giornaliere avvenute nel mese di ottobre 2003, a 21 transazioni giornaliere registrate nell'ultimo fine settimana di febbraio 2004. Anche in termini di volume si è registrato un costante aumento: il volume massimo giornaliero del mese di febbraio è stato di oltre 3,7 M(m^3) standard, mentre il volume massimo giornaliero registrato nel mese di ottobre non arrivava alla metà di questo valore. Si osserva inoltre che le transazioni aumentano considerevolmente, tanto in numero quanto in termini di volumi di gas, durante i fine settimana e/o i giorni festivi. Complessivamente i volumi totali di gas scambiati sono passati dai circa 21 M(m^3) standard (pari a circa 798 milioni di GJ) di ottobre a oltre 35 M(m^3) standard nel mese di febbraio (equivalenti a circa 1 353 milioni di GJ).

TAV. 5.5 **CONFERIMENTI AI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO VIA GASDOTTO PER GLI ANNI TERMICI DAL 2004/05 AL 2009/10**

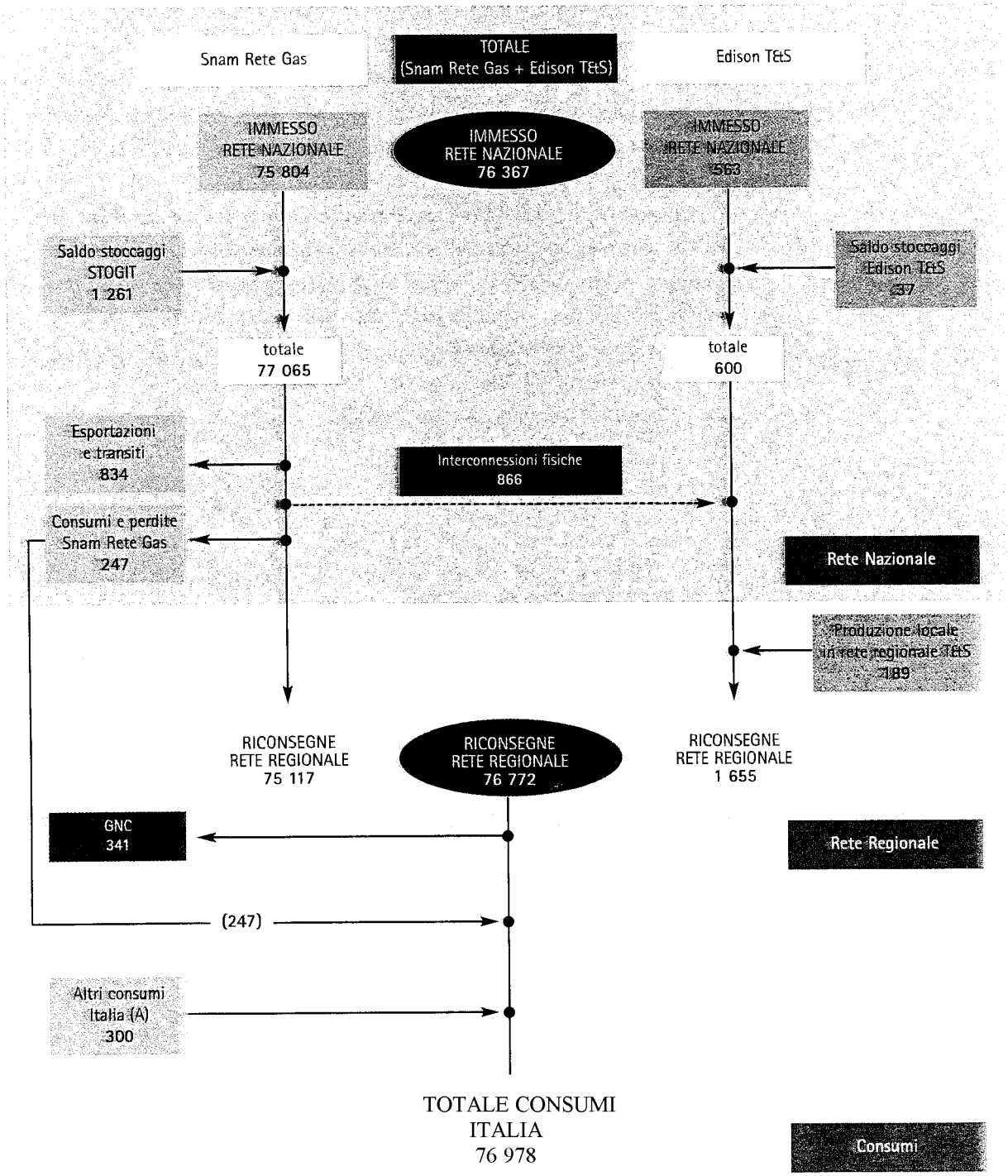
M(m^3) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA		CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
Anno termico 2004/05				
Tarvisio	da 01/10/04 a 31/12/04	82,0	73,7	8,3
	da 01/01/05 a 30/09/05	89,0	76,6	12,4
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		57,5	52,7	4,8
Mazara del Vallo		78,0	70,2	7,8
Gela	da 01/10/04 a 31/12/04	8,0	1,4	6,6
	da 01/01/05 a 30/09/05	21,5	2,6	18,9
Anno termico 2005/06				
Tarvisio	da 01/10/05 a 31/12/05	89,0	76,6	12,4
	da 01/01/06 a 30/09/06	91,0	79,2	11,8
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		57,5	51,4	5,8
Mazara del Vallo	da 01/10/05 a 28/02/06	78,0	70,3	7,7
	da 01/03/06 a 31/05/06	79,1	70,3	8,8
	da 01/06/06 a 30/09/06	81,1	70,3	10,8
Gela	da 01/10/05 a 28/02/06	22,0	5,2	16,8
	da 01/03/06 a 30/09/06	25,0	5,5	19,5
Anno termico 2006/07				
Tarvisio	da 01/10/06 a 31/12/06	91,0	79,2	11,8
	da 01/01/07 a 30/09/07	103,5	81,9	21,6
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,7	6,3
Mazara del Vallo		86,0	70,3	15,7
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2007/08				
Tarvisio		103,5	84,9	18,6
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,4	6,6
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2008/09				
Tarvisio		103,5	85,8	17,7
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,2	6,8
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2009/10				
Tarvisio		103,5	85,8	17,7
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,2	6,8
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

FIG. 5.6 **BILANCIO DELLA RETE NAZIONALE E DEI CONSUMI IN ITALIA, 2003**

Prospetto riepilogativo; M(m^3) standard da 38,1 MJ



(A) Valore stimato che comprende consumi di torcia, rigassificazione a Panigaglia, compressione per centrali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

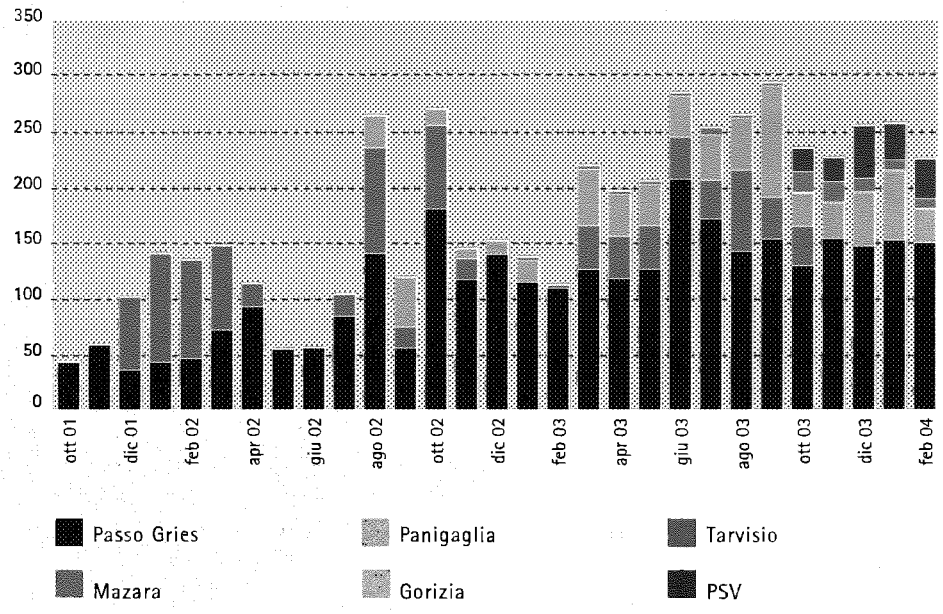
I grafici mostrano le transazioni avvenute nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero (ove avvengono transazioni su base mensile) a partire dall'ottobre del 2001 e presso il PSV dallo scorso ottobre, in termini di volumi di gas movimentato (Fig. 5.7) e di numero di transazioni effettuate (Fig. 5.8). Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata, per ogni mese, la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

Il maggior numero di transazioni, anche in termini di volumi di gas scambiati, avviene presso il punto di entrata di Passo Gries; ma l'incidenza del PSV aumenta sensibilmente di mese in mese. A febbraio, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato il 16 per cento del totale movimentato (Fig. 5.9).

La maggior parte delle transazioni avvengono per volumi di gas compresi tra i 20 000 e i 30 000 m^3 standard: la figura 5.10 mostra le classi più frequenti, comprese nell'intervallo tra 20 000 e 50 000 e tra 100 000 e 200 000 m^3 standard.

FIG. 5.7 **TRANSAZIONI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – FEBBRAIO 2004**

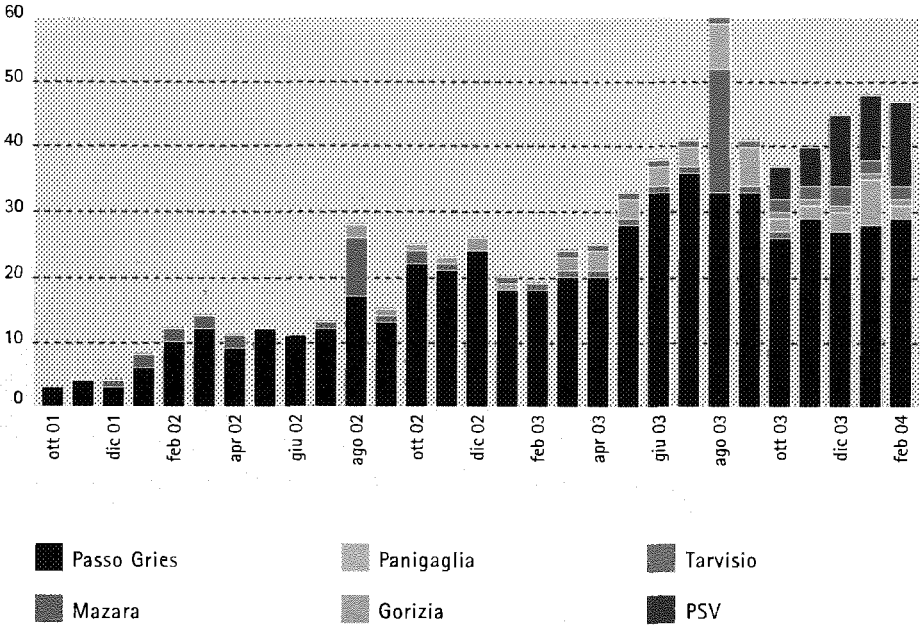
Valori in M(m^3) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

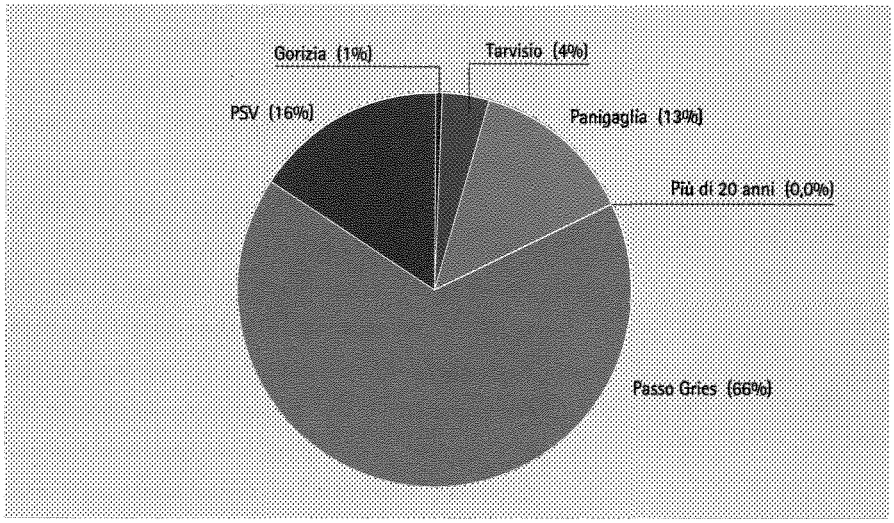
FIG. 5.8 **TRANSAZIONI LATO ITALIA NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – FEBBRAIO 2004**

Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

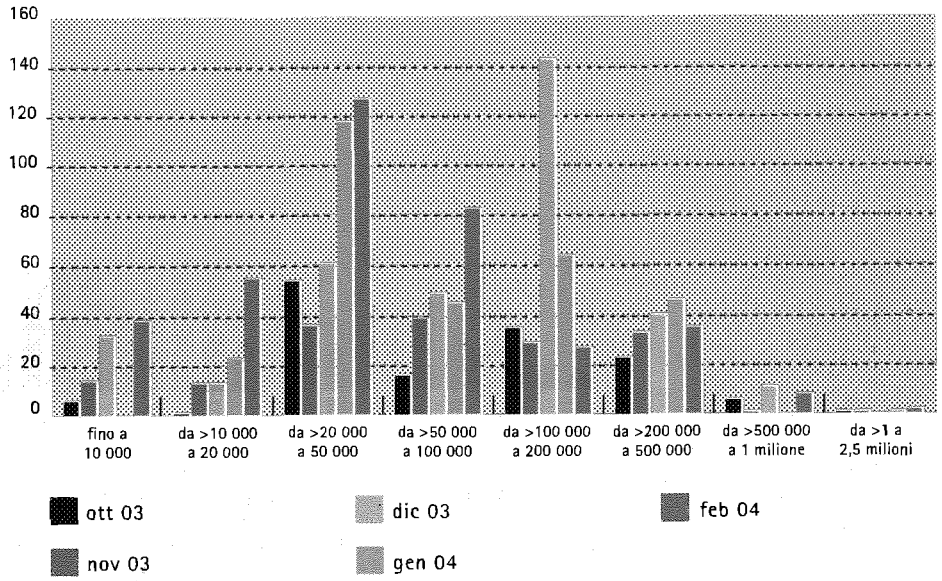
FIG. 5.9 **RIPARTIZIONE DEI VOLUMI SCAMBIATI/CEDUTI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO E PSV NEL FEBBRAIO 2004**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 5.10 **FREQUENZA DEI VOLUMI SCAMBIATI PRESSO IL PSV NEL PERIODO OTTOBRE 2003 – FEBBRAIO 2004**

Numero transazioni per classi di volume di gas (valori in m^3 standard da 38,1 MJ)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

I mercati del gas naturale nel Regno Unito

Il Regno Unito possiede il mercato del gas naturale più grande e meglio sviluppato d'Europa: ai primi posti nella graduatoria dei produttori europei, questo paese riesce anche a soddisfare la maggior parte della domanda interna. La produzione inglese proviene principalmente dai campi offshore situati nel Mare del Nord e nel Mare d'Irlanda. Il gas, una volta estratto, giunge mediante metanodotti sottomarini presso i sei terminali costieri dove entra nella rete nazionale di proprietà quasi esclusiva della società Transco. L'attività di stoccaggio è effettuata principalmente mediante il giacimento esaurito sottomarino di Rough, nel Mare del Nord, e attraverso il campo salino di Hornsea (vi sono anche due altri campi residuali). Inoltre il Regno Unito possiede cinque impianti di stoccaggio di GNL utilizzati soprattutto per il bilanciamento locale nei periodi di punta.

Fino al 1990 tutto il gas è stato acquistato da British Gas (BG) in base a contratti take or pay di lungo periodo con un prezzo indicizzato al greggio. In questo modo si è garantito ai produttori un ragionevole ritorno nel lungo termine che ha permesso loro di continuare le attività di esplorazione ed estrazione in totale sicurezza; d'altra parte BG ha usufruito della garanzia di una fornitura del gas naturale a prezzo costante. Agli inizi degli anni Novanta non vi sono stati grossi cambiamenti nella modalità di trading: i nuovi partecipanti al mercato del gas naturale, collegati solitamente ai produttori, hanno continuato a sottoscrivere contratti di fornitura con clausole take or pay o similari. L'introduzione della concorrenza nel mercato del gas naturale ha comportato anche la nascita del mercato spot.

La nascita del mercato spot e gli scambi bilaterali di gas ai terminali

L'attività di trading spot si è sviluppata innanzitutto presso i terminali costieri dove il gas naturale, una volta estratto dai campi offshore, arriva sulla terraferma. Dei sei terminali solo due, Bacton e St. Fergus, si sono sviluppati come mercati spot del gas. Le prime operazioni di compravendita spot si sono manifestate a partire dal 1992, quando diverse società hanno cercato di vendere le forniture in eccesso. Si trattava di scambi informali e bilaterali, organizzati telefonicamente per periodi che andavano dalle 24 ore a più mesi. A partire dal 1994 si è sviluppato un mercato spot vero e proprio, nel quale il gas viene scambiato attraverso negoziazioni di breve periodo i cui prezzi rispondono agli andamenti della domanda e dell'offerta.

Nella fase iniziale le negoziazioni hanno riguardato esclusivamente contrattazioni di tipo "fisico" caratterizzate da scambi di gas naturale utilizzato di norma per l'attività di fornitura o di bilanciamento. All'origine dello sviluppo del mercato spot vi sono molteplici fattori, fra i quali:

- *l'introduzione, nel 1989, di una norma che ha impedito a BG di acquistare quantità superiori al 90 per cento del gas prodotto da ogni giacimento. Dopo l'introduzione di questa norma i produttori iniziarono a vendere il gas residuo a imprese indipendenti che competevano con BG sul mercato all'ingrosso. Inizialmente le vendite avvenivano con contratti a medio e lungo termine, ma successivamente la necessità di bilanciare domanda e offerta nel breve termine portò anche alla vendita spot del gas;*
- *l'introduzione di programmi di cessioni di gas, con i quali l'Autorità di regolazione inglese (Ofgas) ha richiesto a BG di rendere disponibili ai concorrenti circa 4,9 G(m^3) tra il 1992 e il 1995, mediante vendite sul mercato spot;*
- *i ritardi nell'avvio di tre nuove centrali elettriche, che hanno determinato una perdita di domanda per i produttori di gas di circa 6,2 M(m^3)/giorno (pari al 3 per cento della domanda media giornaliera), inducendo così i produttori stessi a dirottare il surplus di gas sul mercato spot;*
- *fenomeni di eccesso di offerta dovuti alla sovrastima della domanda da parte dei produttori indipendenti nel 1995 (il surplus di gas è finito sul mercato spot).*

In particolare, in seguito all'ultimo dei fattori elencati si è verificata una forte riduzione del prezzo spot (da 20 p/therm nella primavera 1994 a 9 p/therm nell'inverno 1995) che ha generato una forte spinta verso lo sviluppo del nascente mercato. In tal modo i grandi utenti hanno potuto acquistare il gas naturale sul mercato con uno sconto molto elevato rispetto al prezzo di fornitura dei contratti di lungo periodo. Sebbene nei mesi successivi il prezzo spot sia ritornato a livelli più elevati e il prezzo di lungo periodo si sia allineato su valori più bassi, dal 1995 in avanti il mercato spot ha acquisito sempre più importanza.

Negli anni successivi si sono sviluppati mercati spot differenziati per ogni terminale

costiero. L'attività di trading è svolta principalmente tramite telefono e molte transazioni vengono condotte da intermediari o broker che fanno incontrare l'offerta con la domanda e garantiscono un certo livello di anonimato delle transazioni. Il mercato spot nel Regno Unito può essere suddiviso in tre grandi segmenti in base alla data di consegna di un contratto:

- *prompt trades: riguarda le consegne within day (giornaliere o intra day);*
- *spot trades: riguarda i contratti di breve periodo solitamente da un giorno a un mese;*
- *forward trades: riguarda i contratti che vanno da diversi mesi a qualche anno.*

In seguito allo sviluppo del mercato e alle connesse fluttuazioni dei prezzi è aumentata la volontà dei venditori di effettuare contrattazioni di durata sempre maggiore. Si è così sviluppato un trading finanziario di contratti, così definito in quanto costituito da negoziazioni che non prevedono scambi fisici di gas, bensì la compensazione di ogni transazione con un'altra di segno opposto, versando solo la differenza di prezzo. Spesso per questo tipo di trading vengono utilizzati contratti forward.

Il mercato spot per scambi bilaterali di gas in rete

Dopo la pubblicazione del Codice di rete (Network Code) da parte di Transco nel 1996, sono stati individuati alcuni punti presso i quali è possibile effettuare il trading di gas naturale:

- *il National Balancing Point (NBP);*
- *i punti di riconsegna ai consumatori;*
- *i terminali della rete nazionale che costituiscono i punti di interconnessione con le imprese locali di distribuzione.*

Il trading di gas al National Balancing Point

Il National Balancing Point (NBP) non costituisce un hub fisico per lo scambio di gas naturale, funziona invece come un system hub (o hub virtuale) utile per gli scambi di gas in rete. Il trading al NBP ha assunto un'importanza rilevante in quanto costituisce, in base al Network Code, il punto attraverso il quale tutto il gas naturale fluisce e il luogo in cui la domanda e l'offerta vengono bilanciate ogni giorno. Infatti il NBP è diventato il principale punto di riferimento nel Regno Unito per il trading di gas naturale, sia per quanto riguarda gli scambi fisici di tipo bilaterale denominati Over The Counter (OTC), sia per quanto riguarda il trading finanziario di contratti attraverso l'International Petroleum Exchange (IPE), dopo il lancio di un contratto future su tale mercato.

Il Network Code prevede che si debba prenotare la capacità di entry exit necessaria

rispettivamente per trasportare il gas naturale fino al NBP e per prelevarlo dal NBP. Gli scambi di gas in rete avvengono invece da NBP a NBP. Ciò comporta un notevole vantaggio dal punto di vista dell'omogeneità degli scambi che quando avvengono al NBP non risentono della diversa provenienza del gas né della differente destinazione. Si tratta comunque di transazioni bilaterali la cui realizzazione finanziaria resta a carico degli shipper. Il tipo di transazioni bilaterali che si svolge al NBP non è dunque difforme da quelle che si svolgono ai terminali di Bacton e St. Fergus, cioè:

- *transazioni within day, che avvengono durante il giorno gas e sono utilizzate dagli shipper per mantenere in equilibrio il proprio portafoglio di contratti;*
- *transazioni day ahead, che prevedono la consegna per il giorno successivo e il gas è utilizzato per il bilanciamento giornaliero oppure per operazioni di arbitraggio sui prezzi;*
- *transazioni spot di durata inferiore a tre mesi;*
- *transazioni a medio e lungo termine.*

Il NBP è ben presto diventato il centro del trading di gas naturale: nei mesi di novembre e dicembre 1996, il 70 per cento degli scambi sono avvenuti presso il NBP contro il 17 per cento di St Fergus e il 7 per cento di Bacton. Negli anni successivi la proporzione degli scambi è aumentata ulteriormente grazie al fatto che, da un lato, il gas è già immesso nella rete (a differenza degli scambi presso i terminali costieri), e dall'altro rende più agevole il trading per finalità di bilanciamento: si è venuto a creare quindi un unico, grande mercato caratterizzato da un'elevata liquidità. Si è assistito inoltre a un forte aumento del trading finanziario: prima dell'introduzione del Codice di rete nel 1996, e quindi del NBP, la maggior parte degli scambi presso i terminali costieri riguardava contratti fisici per la fornitura e il bilanciamento. In effetti nel mese di marzo 1996 il 69 per cento degli scambi era fisico e il 31 per cento era finanziario; invece due anni più tardi le proporzioni si erano invertite, con il 13 per cento degli scambi sul mercato fisico e il rimanente 87 per cento sul mercato finanziario.

Nuovi terminali di GNL

Il terminale di rigassificazione di GNL di Edison previsto al largo di Rovigo ha già ottenuto dal Ministero delle attività produttive la concessione per la costruzione e l'esercizio. Lo scorso ottobre è stato emanato il decreto di pronuncia di compatibilità ambientale relativo al metanodotto di collegamento del terminale alla rete nazionale di trasporto. La capacità prevista è attualmente 4,6 G(m^3)/anno, ma è stata presentata una richiesta per espandere tale capacità fino a 8 G(m^3)/anno che è ancora in corso di istruttoria, in attesa dei pareri del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e della Regione. La realiz-

zazione del progetto è stata recentemente prorogata fino alla fine del 2007 e la concessione, per quanto riguarda l'esercizio, è stata estesa fino al 2027 in maniera congruente alle disposizioni della legge n. 273/02, relative alla riserva ventennale di capacità per i soggetti che investono in nuove infrastrutture. Il progetto ha avuto un finanziamento dal ministero mediante un contratto di programma, per circa 70 milioni di euro, finanziamento recentemente riconfermato dal CIPE anche in presenza del nuovo termine di fine lavori. La realizzabilità economica dell'opera è stata recentemente riconfermata con la prossima entrata nel progetto, con quote rilevanti, della Exxon Mobil e della compagnia Ras Gas, che dal Qatar fornirà GNL.

Il progetto per il terminale di rigassificazione di GNL della British Gas Italia S.p.A. a Brindisi è già stato autorizzato dal Ministero delle attività produttive. La capacità annua è prevista in 4 miliardi espandibili a 8 (con la stessa autorizzazione), operativi entro il 2007. A seguito dell'ingresso, con una quota del 50 per cento, di Enel nella nuova società Brindisi LNG S.p.A. che gestirà il terminale, Enel ha annunciato il suo intendimento a non realizzare le altre iniziative proposte in precedenza (i tre progetti per terminali di rigassificazione presso i siti di Vado Ligure, Muggia e Taranto).

Rimangono invece in corso di istruttoria altri tre progetti e precisamente:

- il progetto presentato dalla società OLT Offshore LNG Toscana, per un nuovo terminale di rigassificazione di GNL su nave, da realizzare a largo di Livorno, per una capacità complessiva di 3 G(m^3)/anno, espandibili a 6; seppur con alcuni problemi tecnologici ancora da risolvere, questo progetto non pone problemi di trasporto alla rete nazionale, essendo già posizionato in prossimità dei centri di consumo. La Regione Toscana ha espresso parere favorevole, nonostante le perplessità delle Province di Pisa e Livorno. La Valutazione di impatto ambientale (VIA) per questo progetto è comunque in fase di conclusione;
- anche il progetto di Edison (con una possibile partecipazione di BP Italia S.p.A.) per la realizzazione di un terminale di GNL di tipo tradizionale nel sito dello stabilimento della Solvay a Rosignano Marittimo (Livorno), per una capacità di 3 G(m^3)/anno, non pone problemi in termini di infrastrutture di trasporto, essendo ubicato vicino a centri di consumo. La VIA è appena agli inizi e riguarderà anche le modifiche del ciclo dell'etilene nello stabilimento della Solvay;
- in Calabria, per i due progetti confinanti in concorrenza a Gioia Tauro (della Società Petrolifera Gioia Tauro S.r.l.) e a San Ferdinando (della società LNG Terminal) è appena iniziato l'iter autorizzativo; il terminale ubicato all'esterno del porto ha ricevuto un appoggio da parte dell'autorità portuale e

della Capitaneria di porto, le quali hanno invece dato parere negativo all'adiacente progetto nell'attiguo Comune di San Ferdinando in quanto non compatibile con il futuro progetto di apertura di una seconda bocca del porto. Entrambi i progetti devono subire varie modifiche per l'adattamento alla futura configurazione del porto; l'autorità portuale sta iniziando la procedura di VIA per la necessaria variante al Piano regolatore portuale per il terminale della Società Petrolifera Gioia Tauro.

Infine, i progetti di terminali nei siti di Lamezia Terme e Corigliano Calabro della LNG Terminal sono stati cancellati per il parere negativo della Regione Calabria.

Stoccaggio

Considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti da Stogit S.p.A. e da Edison T&S, il *working gas* per la campagna di conferimento di stoccaggio 2003/04 è stato pari a circa 12,42 G(m^3). Tale valore è comprensivo della quota riservata allo stoccaggio strategico, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 viene stabilita dal Ministero delle attività produttive sulla base della maggiore delle importazioni e comunicata annualmente: quest'anno si conferma il valore degli scorsi due anni termici, pari a 5,1 G(m^3) (Tav. 5.6).
Gli oltre 7 G(m^3) rimanenti costituiscono dunque lo spazio messo a disposizione e conferito dalle imprese di stoccaggio agli utilizzatori, lo scorso marzo 2003, per la campagna di ricostituzione dei siti per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica. In erogazione, la punta massima giornaliera (in condi-

TAV. 5.6 **DISPONIBILITÀ DI STOCCAGGIO IN ITALIA**
Anno termico 2003/04

	MILIONI DI GJ	MILIONI DI m^3 STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	194,7	5 110
Spazio per stoccaggio di modulazione ciclica e minerario	278,4	7 308
Portate giornaliere		
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,5	39
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di modulazione ciclica	8,9	218
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione ciclica (interrompibile)	1,5	38,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

TAV. 5.7 **CONFERIMENTI DI CAPACITÀ DI STOCCAGGIO RELATIVI AL SERVIZIO DI MODULAZIONE CICLICA**

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2002/03 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2002/03 CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)	ANNO TERMICO 2003/04 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2003/04 CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)
Stogit	13	268,6	23	272,7(A)
Edison T&S	4	9,9	5	9,6

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit, il PCS di riferimento è 38,7.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

zioni di massimo riempimento degli stoccaggi), raggiunge complessivamente quasi 218 M(m^3) standard.

Quanto ai risultati del conferimento, la tavola mostra che dal 2002 al 2003 è aumentato il numero dei fruitori del servizio di stoccaggio di modulazione ciclica (servizio di stoccaggio "di base" che prevede il periodo di iniezione da aprile a settembre e la possibilità di erogazione da ottobre al successivo marzo), in corrispondenza dell'aumento del numero degli utenti del servizio di trasporto. Sempre di meno sono stati gli utenti di quest'ultimo che non hanno richiesto capacità di stoccaggio, dati anche gli obblighi di modulazione in capo ai venditori per i clienti del mercato civile previsti dal decreto legislativo n. 164/00 (art. 18, comma 4).

Gli utenti del servizio di modulazione ciclica di Stogit sono stati 23 (18 hanno avuto il conferimento ad aprile, i restanti 5 nei mesi successivi), mentre quelli del servizio di stoccaggio strategico sono stati 7 (in corrispondenza delle importazioni da paesi extra europei, come previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 27 marzo 2001), quasi tutti clienti anche per il servizio di modulazione. Considerando anche i servizi speciali, nonché la quota assegnata a Snam Rete Gas per il bilanciamento e la modulazione oraria, Stogit ha servito in tutto 29 utenti.

I volumi di gas movimentati complessivamente dai campi di Stogit nell'anno termico 2003/04 sono stati pari a circa 13,3 G(m^3): 7,63 in erogazione e al lordo dei consumi e 5,67 in iniezione.

Lo spazio di *working gas* di Edison T&S, pari a circa 267 M(m^3), è stato interamente conferito agli utenti del servizio di modulazione ciclica e del servizio strategico, nonché, ai fini del bilanciamento della rete di trasporto, alla stessa Edison T&S. In particolare, il numero degli utenti del servizio di base è salito da 4 nel precedente anno di stoccaggio, a 5; il servizio di stoccaggio strategico è stato assegnato a un utente, per uno spazio pari a circa 10 M(m^3).

I volumi di gas movimentati dai campi di Cellino e Collalto nell'anno termico 2003/04 sono stati pari a circa 478 M(m^3): 258 in erogazione, 219 in iniezione.

Stoccaggio: i servizi addizionali

Selezionabili insieme a un servizio di base, quale è lo stoccaggio di modulazione ciclica, i servizi speciali (o addizionali) sono aumentati molto in termini di servizi offerti, in quanto si adattano in maniera più flessibile alle necessità degli operatori, e ogni anno aumenta il numero dei soggetti che vi accede. Di seguito sono indicati i servizi offerti dalle due imprese di stoccaggio nazionali per l'anno termico 2003/04.

La Stogit ha offerto i seguenti servizi, compatibilmente con le disponibilità del proprio sistema di stoccaggio:

- *servizio di stoccaggio di modulazione aciclica, che consiste nella prestazione del servizio di iniezione e di erogazione per periodi di tempo (uno o più mesi) non coincidenti con le cadenze temporali dello stoccaggio di modulazione ciclica, incluso l'eventuale utilizzo da parte dell'utente di gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio in caso di eccesso di prelievo rispetto alle quantità conferite per la modulazione ciclica. Il servizio è prestato secondo il principio del first come first served;*
- *servizio di controflusso, che consiste in un servizio di erogazione in controflusso, fisico o solo contabile, per uno o più mesi, nel periodo primaverile-estivo (controflusso estivo), o autunnale-invernale (controflusso invernale). Il servizio è automaticamente applicato anche a consuntivo, agli utenti che sulla base delle allocazioni risultino avere di fatto usufruito del servizio di controflusso.*

Per l'anno termico 2003/04, gli utenti in modulazione aciclica sono stati 18, di cui 4 solo nel periodo aprile-ottobre (con diverse durate). Gli utenti del servizio di stoccaggio in controflusso sono rispettivamente 13 per il periodo estivo e 14 per quello invernale.

Stogit ha inoltre offerto, tramite meccanismo di offerta su base d'asta:

- *uno spazio incrementale per l'iniezione, pari a 2 366 800 GJ (pari a circa 62 M(m^3) standard), parzialmente assegnato a 3 utenti per un totale di 1 191 945 GJ (pari a oltre 31 M(m^3) standard);*
- *una disponibilità di punta integrativa in erogazione (PMG integrativa), offerta nel periodo dicembre-marzo in 5 fasi successive e conferita in tutto a 12 utenti per un valore complessivo di 184 320 GJ (pari a circa 48,4 M(m^3) standard).*

Stogit inoltre effettua compensazioni delle rispettive posizioni gas fra gli utenti del servizio di trasporto (ossia del loro disequilibrio mensile cumulato, risultante dai dati trasmessi da Snam Rete Gas a Stogit), ai sensi dell'art. 11 della delibera dell'Autorità 27 febbraio 2002, n. 26.

Edison T&S, compatibilmente con le disponibilità del proprio sistema di stoccaggio, ha offerto i seguenti servizi speciali aciclici interrompibili:

- *servizio ciclico di breve durata (o parking estivo e/o invernale), che consente l'immissione di un volume di gas ulteriore (per esempio, un piccolo quantitativo di gas spot) per un periodo limitato durante il periodo estivo (parking estivo) o invernale (parking invernale), e la conseguente erogazione per intervalli di tempo predefiniti, anche in controflusso;*
- *servizio aciclico settimanale (o parking a breve termine), che consente l'iniezione di un quantitativo di gas nei fine settimana e l'erogazione nei cinque giorni feriali successivi.*

Attraverso tali servizi aciclici, Edison T&S ha venduto prestazioni di spazio e punta giornaliera di durata variabile a 2 ulteriori utenti rispetto al servizio di modulazione ciclica, per un totale di circa 12 M(m^3) movimentati. Il servizio ciclico di breve durata ha previsto l'iniezione nei mesi di settembre e ottobre e l'erogazione in novembre e dicembre. Nel corso dell'inverno sono stati infine assegnati a 3 utenti, tramite meccanismo di offerta su base d'asta, circa 250 000 m^3 di punta aggiuntiva in erogazione, complessivamente per il periodo gennaio-marzo 2004.

Nella *Relazione Annuale* dell'Autorità dello scorso anno e del 2002 si è fatto cenno alla procedura di assegnazione delle concessioni relative a nuovi giacimenti selezionati dal Ministero delle attività produttive per la conversione a stoccaggio, elenco pubblicato nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* del 31 ottobre 2001.

Lo stato di tali assegnazioni, il cui *iter* non si è ancora concluso, è riportato in dettaglio, insieme alle altre istanze presentate per nuovi siti di stoccaggio, nella tavola 5.8, con l'indicazione dei soggetti in concorrenza per la loro assegnazione e la fase attuale dell'istruttoria.

Le prospettive di crescita del fabbisogno di gas e quindi di crescita del mercato e del fabbisogno di stoccaggio fanno sì che anche in Italia si rivolga attenzione a tipologie di siti di stoccaggio diverse. Le prime tre voci dell'elenco si riferiscono a tre istanze di concessione di stoccaggio in acquifero, recentemente presentate al Ministero delle attività produttive, per lo sfruttamento di falde acquifere salate profonde. È la prima volta che in Italia si presentano richieste di stoccaggio in acquifero. Storicamente infatti in Italia lo stoccaggio di gas è effettuato in giacimenti di gas esauriti, principalmente perché gli elementi tecnici necessari al loro sviluppo e alla loro gestione (la geologia della trappola, i meccanismi di erogazione, la pressione di giacimento) sono già conosciuti, sicché sono relativamente limitate le ulteriori indagini geologico-tecniche che devono essere

TAV. 5.8 **ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO AL MARZO 2004**

BUIG	DENOMINAZIONE ISTANZA(A)	SOCIETÀ TITOLARE	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
XLVI-8	Canton	Indipendent Gas Management	Veneto	VE	in corso
XLVI-8	Colle Tronco	Indipendent Gas Management	Lazio	FR	in corso
XLVI-8	Rivara	Indipendent Gas Management	Emilia Romagna	MO-BO	in corso
XLVI-9	Borgo S. Giovanni (1)	Costruzione Condotte	Lombardia	LO	rigettata
XLVI-9	Cornegliano (1)	Confservizi International	Lombardia	LO	accolta - verifiche su necessità VIA
XLVI-9	Cotignola (2)	Blugas	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Confservizi International	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	CPL Concordia	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Geogas	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Blugas	Basilicata	MT	rinuncia
XLVI-9	San Potito (4)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Blugas	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Serra Pizzuta (5)	Geogas	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Masseria S. Angelo (5)	Costruzione Condotte	Basilicata	MT	in corso

(A) I numeri indicati in parentesi accanto al nominativo dell'istanza si riferiscono alle istanze in concorrenza tra loro.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

condotte su tali siti. Altrove in Europa, e ancor prima negli Stati Uniti, l'attività di stoccaggio sotterraneo sfrutta cavità saline, qualora presenti nel territorio, o gli acquiferi naturali. Questi ultimi sono già adibiti allo stoccaggio di gas, per esempio, in Europa, in paesi quali Germania, Belgio, Francia (dove lo stoccaggio di gas naturale è effettuato prevalentemente con questa modalità) e Spagna.

A fronte dei problemi di scarsità e razionamento della capacità di stoccaggio, un elemento di criticità è rappresentato dai volumi di gas immobilizzati negli stoccaggi di Eni come *pseudo working gas*: si tratta di gas potenzialmente utilizzabile per fornire la liquidità necessaria a iniziative proconcorrenziali come la partenza di un vero mercato centralizzato. Tuttavia una tale soluzione è evidentemente subordinata a opportuni approfondimenti tecnici e a valutazioni di politica energetica.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2003 l'attività di regolazione economica da parte dell'Autorità ha riguardato l'aggiornamento delle tariffe di trasporto e di rigassificazione del GNL.

Per quanto riguarda la regolazione tecnica, gran parte dell'attività svolta ha riguardato l'approvazione dei Codici di rete per il trasporto presentati dalle due principali imprese di trasporto, Snam Rete Gas ed Edison T&S. All'inizio del 2004, inoltre, è iniziata la verifica di un terzo Codice di rete, presentato da una nuova società che gestirà un tratto di rete regionale in Lombardia interconnesso con la rete di Snam Rete Gas. Sempre nell'ambito dell'attività di regolazione tecnica, sono state assunte alcune disposizioni riguardanti i criteri per l'accesso e l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del GNL.

Aggiornamento delle tariffe di trasporto (delibera n. 71/03)

A metà anno, con delibera 26 giugno 2003, n. 71, l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2003/04. Come ogni anno le tariffe sono approvate con largo anticipo per permettere agli operatori utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti (Tav. 5.9).

La tariffa complessiva è ridotta in media dell'8 per cento rispetto a quella in vigore per l'anno termico in corso. La riduzione è il risultato di una diminuzione del 16 per cento della parte di tariffa applicata alla capacità di trasporto (pedaggio) sui gasdotti nazionali, del 5 per cento sui gasdotti regionali e del 3,5 per cento della componente variabile correlata ai volumi trasportati.

Alla diminuzione hanno contribuito l'applicazione del *price cap* (la riduzione annuale prefissata a compensazione dei minori costi dovuti a miglioramenti di efficienza) e il meccanismo di correzione tariffaria (*revenue cap*, tetto sui ricavi) che riduce i ricavi degli anni precedenti dovuti alla maggiore capacità utilizzata rispetto al previsto.

Un ulteriore contributo alla riduzione è dovuto all'esclusione dal calcolo

TAV. 5.9 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO PER L'ANNO TERMICO 2003/04**

Tariffe in assenza del tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)	
CV	0,167255
CV^P	0,008176

Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/a/m³ standard/g)				
CPe		**CPu**		
Mazara del Vallo	2,142874	Friuli Venezia Giulia	A	0,538638
Passo Gries	0,298082	Trentino Alto Adige - Veneto	B	0,678954
Tarvisio	0,645104	Lombardia Orientale	C	0,776143
Gorizia	0,516836	Lombardia Occidentale	D	0,879253
Panigaglia	0,540838	Nord Piemonte	E1	1,077001
Nord Occidentale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	0,879253
Nord Orientale	0,101644	Emilia e Liguria	F	0,678954
Rubicone	0,121319	Basso Veneto	G	0,600136
Falconara	0,438506	Toscana e Lazio	H	0,585215
Pineto	0,631000	Romagna	I	0,478656
San Salvo	0,471894	Umbria e Marche	L	0,384917
Candela	0,553680	Marche e Abruzzo	M	0,473413
Monte Alpi	0,765278	Lazio	N	0,516657
Crotone	1,649910	Basilicata e Puglia	O	0,528678
Gagliano	1,765982	Campania	P	0,372240
		Calabria	Q	0,328380
Stoccaggi Stogit/Edison T&S	0,159403	Sicilia	R	0,128081

CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (€/a/m³ standard/g)	
Snam Rete Gas	1,182195
Edison T&S e SGM	1,589120

CORRISPETTIVO FISSO CF(A)	1° livello	2° livello	3° livello
Snam Rete Gas (€/a)	3 132,872464	7 832,231710	17 764,368577
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)	31,341868	2 164,914256	5 240,865844

(A) La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

tariffario dei ricavi della società TMPC (*Trans Mediterranean Pipeline Company*), partecipata in modo paritario da Eni e dall'algerina Sonatrach, che gestisce il gasdotto tra la Tunisia e la Sicilia. Le disposizioni della legge n. 273/02 hanno infatti escluso l'applicazione delle tariffe di trasporto ai tratti di gasdotto situati entro il mare territoriale nazionale, come invece l'Autorità aveva disposto. Il prezzo per l'utilizzo di questo gasdotto è quindi demandato alla contrattazione tra le parti.

Come già lo scorso anno, l'Autorità ha escluso dalla tariffa il maggior costo determinato dal tributo stabilito dalla Regione Sicilia per il tratto di gasdotto ubicato sul suolo regionale, decisione già convalidata nel 2002 da una sentenza del TAR per la Lombardia.

Aggiornamento delle tariffe dei terminali di GNL (delibera n. 70/03)

Insieme alle tariffe di trasporto l'Autorità ha approvato, con delibera 26 giugno 2003, n. 70, le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2003/04 (Tav. 5.10).

Con l'eccezione del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato (CQS) che si riduce dell'8,4 per cento, le nuove tariffe, in vigore a partire dal prossimo ottobre, presentano un aumento rispetto alle tariffe dell'anno termico 2002/03, valide sino alla fine di settembre 2003. Infatti, il corrispettivo associato agli approdi contrattuali (CNA) aumenta dell'11,2 per cento e i corrispettivi variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati aumentano rispettivamente dello 0,4 per cento il CVL e del 150 per cento il CVLP.

Verifica dei Codici di rete

A seguito dell'emanazione della delibera n. 137/02, sulla base dei criteri e degli obblighi ivi stabiliti dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, le

TAV. 5.10 **TARIFFE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA PER L'ANNO TERMICO 2003/04**

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m^3 liquido	3,307492
Associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	18 916,430343
Variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati CVL CVLP	€/GJ €/GJ	0,064996 0,003133
Perdite	per m^3 rigassificato	2%

imprese di trasporto Snam Rete Gas ed Edison T&S hanno elaborato ciascuna il proprio Codice di rete, completando il sistema di regole per la gestione del servizio di trasporto del gas e per l'accesso alle reti nazionali e regionali da parte degli utilizzatori. I due Codici, redatti secondo lo schema contenuto nella delibera n. 137/02 e consultando le parti interessate (come disposto nella medesima delibera), sono stati trasmessi all'Autorità per la loro verifica e approvazione: nel novembre 2002 da Snam Rete Gas e il mese successivo da Edison T&S anche in nome e per conto della società SGM S.p.A., l'impresa di trasporto (controllata dalla *holding* Edison) la cui rete è interamente gestita dalla stessa Edison T&S.
Il procedimento di verifica dei Codici di rete ha richiesto un lungo lavoro di analisi condotto dagli Uffici dell'Autorità nell'arco del 2003. Si trattava infatti della prima esperienza di predisposizione di un documento molto complesso, composto da condizioni contrattuali che riguardano in maniera puntuale tutti gli aspetti dell'attività di trasporto, con importanti implicazioni su ogni altra attività del settore. Vi era inoltre l'esigenza di verificare l'uniformità e l'omogeneità dei Codici di rete, seppure nel rispetto dell'autonomia contrattuale dei soggetti contraenti.
È opportuno ricordare che il Codice di rete è inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto (salvo naturalmente le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel Codice, scelta della durata fra quelle previste, quantità e così via). Introdotto da una sezione descrittiva del sistema di trasporto e dei servizi offerti dall'impresa nel proprio sistema di reti, il Codice di rete contiene una serie di clausole che sono recepite sia dal gestore del servizio sia dagli utenti (i cosiddetti *shipper*) con la sottoscrizione dei contratti di trasporto, che sono semplicemente contratti per adesione.
Nel Codice di rete si possono distinguere le seguenti tipologie di regole e modalità di gestione e funzionamento:

- *regole e modalità di accesso* con le quali l'impresa di trasporto disciplina la propria attività precontrattuale, finalizzata a individuare l'utente col quale l'impresa è tenuta a stipulare il relativo contratto, nonché a determinare la capacità di trasporto rilevante ai fini dell'esecuzione del contratto medesimo;
- *regole e modalità di uso* aventi a oggetto l'erogazione del servizio di trasporto, secondo i termini dei singoli rapporti contrattuali;
- *regole e modalità di connessione* aventi a oggetto il presupposto materiale alla libertà di accesso, costituito dalla realizzazione e gestione dei punti di consegna e dei punti di riconsegna.

Tra le principali tematiche disciplinate dal Codice di rete rientra la procedura con la quale l'impresa assegna sulla propria rete le capacità di trasporto ai vari operatori che la richiedono (conferimento di capacità). Procedura di basilare rilevanza nel caso del Codice di Snam Rete gas, la quale gestisce tutti i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con gasdotti esteri e con l'unico terminale di rigassificazione attualmente esistente. Per la corretta gestione contrattuale e operativa del servizio sono state previste specifiche clausole sulle responsabilità delle controparti del contratto di trasporto. I flussi fisici e commerciali sulla rete di trasporto sono disciplinati dalle regole per il bilanciamento.
Gli Uffici hanno proceduto verificando ogni clausola contrattuale alla luce del quadro normativo di riferimento e identificando sostanzialmente due categorie a cui ricondurre gli aspetti critici rilevati:

- profili di incompletezza, per la carenza di aspetti del rapporto che la delibera n. 137/02 prevede siano definiti in modo dettagliato;
- profili di incoerenza con il quadro normativo di riferimento.

Gli aspetti critici sono stati comunicati alle società e approfonditi con le stesse.
Tra i profili di incompletezza segnalati a entrambe le società vi era, per esempio, la disciplina della procedura di conferimento, per la quale entrambe le società si limitavano a enunciare alcuni principi generali, rinviando la procedura dettagliata a pubblicazioni annuali sul proprio sito Internet, laddove la delibera n. 137/02 prevede che il Codice di rete riporti l'intera procedura e acquisti efficacia solo se pubblicato sul sito Internet dell'Autorità. Altre lacune riguardavano la descrizione dei parametri indicati dalle imprese per il bilanciamento o la descrizione delle concrete procedure da attivare nel caso di emergenze ritenute insufficientemente dettagliate e/o chiare per la tutela degli utenti. Inoltre nelle proposte di Codice di rete di entrambe le società mancava la descrizione degli standard di qualità commerciale e di qualità tecnica del servizio concretamente garantiti dalle imprese stesse. Il capitolo relativo alla qualità del servizio, infatti, si limitava a enunciare gli aspetti fondamentali della materia senza alcuna valenza operativa. Lo sforzo in tal senso è stato di raccogliere i primi standard, con l'obiettivo di migliorare nel tempo il servizio e aggiornare il Codice di rete per aggiungerne di nuovi.
Tra le incoerenze segnalate alle società di trasporto sono da menzionare le disposizioni afferenti materie diverse da quelle oggetto del Codice di rete, quali:

- una serie di obblighi e responsabilità poste, nelle versioni iniziali dei Codici, in capo anche a soggetti terzi rispetto al rapporto contrattuale oggetto del Codice di rete; tra queste, per esempio, vi erano quelle attribuite al proprie-

tario dell'impianto di misura, il quale può essere, in astratto, anche un soggetto diverso dalle parti e, in tale veste, non può essere vincolato da un rapporto contrattuale cui è estraneo;

- nel caso del Codice di Snam Rete Gas, il servizio Bacheca compravendita di capacità di trasporto e il servizio Punto di scambio virtuale, erano previsti come opzionali, laddove si trattava di attività relative all'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio di diritti di transito, ovvero di attività diverse da quelle di trasporto che dunque non potevano costituire oggetto del Codice di rete. L'Autorità ha lasciato libera Snam Rete Gas di offrire tali servizi, sino all'adozione dei provvedimenti in materia previsti dalla delibera n. 137/02.

Approvazione del Codice di rete di Snam Rete Gas (delibera n. 75/03)

I lavori per la verifica del Codice di Snam Rete Gas si sono conclusi nel giugno del 2003, con la presentazione da parte di Snam Rete Gas di una nuova versione (20 giugno 2003) che recepiva in massima parte le indicazioni degli Uffici dell'Autorità; pertanto con la delibera 1 luglio 2003, n. 75, l'Autorità ne ha disposto l'approvazione. Data la rilevanza delle innovazioni di natura tecnico-operativa introdotte dal Codice di rete nelle modalità di erogazione del servizio, su richiesta della stessa Snam Rete Gas, l'Autorità ha concesso un breve periodo di tempo di adeguamento dei processi organizzativi e dei sistemi informativi. Pertanto il Codice di rete è entrato in vigore lo scorso 1 ottobre 2003, a eccezione della procedura per il conferimento della capacità di trasporto che invece richiedeva l'applicazione immediata per consentire l'avvio della campagna dei conferimenti e della procedura di aggiornamento del Codice di rete.

Il contenzioso su alcune clausole del Codice di rete Snam Rete Gas

Il Codice è stato approvato a esclusione di alcune clausole, secondo le quali Snam Rete Gas non avrebbe sottoscritto contratti di trasporto con soggetti che non avessero provveduto, alla data di sottoscrizione del contratto, al pagamento delle fatture per il servizio di trasporto già venute a scadenza, relative a importi superiori al valore della garanzia bancaria rilasciata in connessione con contratti di trasporto in essere; né avrebbe consentito cessioni o trasferimenti di capacità a utenti allo stesso modo morosi.

L'Autorità ha escluso dal Codice tali disposizioni, ritenendole illegittime in quanto volte a introdurre una fattispecie di rifiuto all'accesso al servizio di trasporto ulteriore rispetto ai casi di rifiuto tassativamente previsti dal decreto legislativo n. 164/00. Già in precedenza, con la delibera 19 dicembre 2002, n. 219, l'Autorità

aveva ordinato la rimozione di una clausola dall'identico contenuto presente nella procedura di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2002/03 della Snam Rete Gas, per gli stessi motivi.

Come in precedenza avvenuto per la delibera n. 219/02, Snam Rete Gas ha presentato ricorso avverso la delibera n. 75/03 presso il TAR per la Lombardia, chiedendone la sospensione nella parte in cui non approvava le clausole menzionate. Con l'ordinanza dell'1 settembre 2003, n. 1493, il TAR per la Lombardia ha disposto, nella pendenza del procedimento giurisdizionale promosso da Snam Rete Gas, la provvisoria sospensione di tale parte della delibera. L'Autorità peraltro non ha prestato acquiescenza a questa ordinanza e, con delibera 18 settembre 2003, n. 104, ha assunto la decisione di interporre appello al Consiglio di Stato.

Pertanto l'Autorità ha momentaneamente pubblicato le clausole rimosse dal Codice. Qualora l'ordinanza del TAR per la Lombardia venga riformata dal Consiglio di Stato, ovvero il giudice amministrativo ritenga legittima la delibera dell'Autorità impugnata da Snam Rete Gas, l'operatore che eventualmente non abbia ottenuto l'accesso al servizio a seguito dell'applicazione della clausola evidenziata, avrà diritto a essere rimesso nei termini nei limiti della richiesta originariamente presentata.

Approvazione del Codice di rete di Edison T&S (delibera n. 144/03)

Per il Codice di Edison T&S – SGM, i lavori di verifica per l'approvazione si sono protratti sino al dicembre 2003.

A seguito del lavoro di verifica degli Uffici, il 15 ottobre 2003 Edison T&S ha presentato una nuova versione del proprio Codice; l'Autorità ha approvato tale proposta, con delibera 12 dicembre 2003, n. 144, a esclusione di parte di una delle clausole riguardanti la procedura del trasferimento di capacità, che non recepiva le indicazioni degli Uffici, né risultava allineata con la procedura prevista nel Codice di rete della Snam Rete Gas già approvato.

Accordo per la gestione dei punti di interconnessione tra le reti di trasporto (delibera n. 145/03)

L'Autorità ha subordinato l'approvazione di una parte del Codice di rete di Edison T&S, relativa ai punti di interconnessione tra la propria rete e quella gestita dalla società Snam Rete Gas, alla sottoscrizione di una convenzione tra le due imprese di trasporto per la gestione tecnico-operativa dei punti di interconnessione tra le reti delle due società.

Questa misura si è resa necessaria per tutelare gli utenti del servizio di trasporto che per il vettoriamento del proprio gas, dal punto di entrata al punto di riconsegna presso i propri clienti finali, si servono sia del sistema di Snam Rete Gas, sia di quello gestito da Edison T&S; in particolare per garantire gli aspetti di qualità e pressione del gas riconsegnato al termine del vettoriamento sulle reti.

È opportuno a questo proposito ricordare che il sistema nazionale delle infra-

strutture di trasporto del gas si compone della rete nazionale di gasdotti, gestita dal punto di vista commerciale interamente dalla Snam Rete Gas, e di reti regionali, interconnesse tra loro e con la rete nazionale, gestite in larga misura dalla stessa società e in misura minore dalla Edison T&S. L'insieme di tali reti costituisce un *sistema unitario*. Di conseguenza le due società, in quanto imprese di trasporto che gestiscono reti interconnesse e che sono parti del medesimo sistema, sono tenute a cooperare al fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza del servizio di trasporto, ai sensi dell'art. 8, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, nonché al fine di assicurare l'accesso al sistema a parità di condizioni. Tutto ciò comporta la cooperazione per assicurare ai punti di interconnessione le pressioni necessarie a garantire tali scopi.

Durante il procedimento di verifica del Codice di rete predisposto dalla società Edison T&S è emersa questa lacuna perciò, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 145, l'Autorità ha disposto che Edison T&S e Snam Rete Gas definissero mediante un'apposita convenzione, entro e non oltre il 20 febbraio 2004, i criteri per la gestione tecnico-operativa dei punti di interconnessione tra le reti gestite dalle medesime società, al fine di assicurare che il gas venga consegnato in detti punti a una pressione che consenta il funzionamento in condizioni di sicurezza, affidabilità ed efficienza delle reti gestite da entrambe le società.

Le due imprese sono pervenute a un accordo, entro il termine stabilito, circa i valori di pressione garantita presso tali punti.

Aggiornamento dei Codici di rete

La delibera n. 137/02 prevede l'aggiornamento del Codice di rete secondo una procedura predisposta dall'impresa di trasporto nello stesso Codice e aperta alla partecipazione delle parti interessate. Dal momento dell'entrata in vigore del Codice di rete di Snam Rete Gas, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità varie richieste di aggiornamento del Codice, alcune proposte dalla stessa impresa di trasporto, altre dagli utenti del servizio e inviate per loro conto da Snam Rete Gas, insieme a una valutazione di merito, secondo la procedura riportata nel Codice di rete dell'impresa.

Nella maggior parte dei casi, le proposte pervenute consistono in precisazioni e modifiche che migliorano la comprensione del testo o l'applicazione delle clausole in esso contenute e non contrastano, dunque, con i criteri fissati dall'Autorità nella delibera n. 137/02.

Le prime due richieste di aggiornamento, proposte da Snam Rete Gas, sono state approvate e pubblicate nel sito Internet dell'Autorità all'inizio di gennaio 2004: esse riguardavano la rettifica di errori materiali presenti nel Codice di rete e la correzione di alcune incoerenze del testo. Contestualmente è stato aggiornato il Codice di rete con dette modifiche.

Il Codice di rete Retragas

Alla fine di febbraio 2004 è stato presentato all'Autorità un terzo Codice di rete, da parte della società Retragas S.p.A. L'impresa, costituita dalla società di distribuzione ASM Brescia che ne detiene anche il controllo, gestirà un tratto di rete regionale esteso per circa 317 km, interconnesso con la rete di Snam Rete Gas, costituito da quattro segmenti di rete distinti, il maggiore dei quali si estende nell'area di Brescia e serve la città stessa insieme a più di 20 comuni della provincia. Gli Uffici hanno dato inizio al lavoro di verifica del nuovo Codice, prevedendone la conclusione entro i successivi tre mesi.

Proroga delle disposizioni in materia di rigassificazione di GNL (delibera n. 113/03)

Nella delibera 30 maggio 2001, n. 120, che contiene i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto del gas naturale e per l'utilizzo di terminali di GNL, l'Autorità aveva previsto anche alcune disposizioni urgenti riguardanti l'accesso al servizio di rigassificazione di GNL. Rese necessarie dalla mancanza sia di alcune disposizioni da parte dell'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, sia del Codice di rigassificazione, tali norme transitorie, efficaci sino al 30 settembre 2002, sono state prorogate sino al 30 settembre 2003 dalla delibera n. 137/02 riguardante i criteri per l'accesso e l'uso delle strutture di trasporto.

A seguito del procedimento della verifica di conformità del Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas è emersa l'esigenza di approfondire il profilo relativo all'interazione tra il servizio di trasporto e quello di rigassificazione. Pertanto l'Autorità ha ritenuto opportuno prorogare ulteriormente, con la delibera 29 settembre 2003, n. 113, l'efficacia di quanto previsto in materia di rigassificazione del GNL dalla delibera n. 120/01, sino al settembre 2004.

Disposizioni transitorie in materia di accesso al terminale di GNL (delibera n. 119/03)

Con la delibera 22 ottobre 2003, n. 119, l'Autorità ha definito alcune regole transitorie che derogano dai principi stabiliti nella delibera n. 137/02, per quanto riguarda l'accesso al servizio di trasporto presso il punto di entrata della rete nazionale interconnesso con il terminale di Panigaglia, unico terminale di rigassificazione attualmente esistente in Italia, gestito dalla GNL Italia, società il cui capitale sociale è interamente detenuto da Snam Rete Gas.

La delibera n. 137/02 (art. 9) prevede che la capacità di trasporto ai punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di rigassificazione di GNL sia conferita dall'impresa di trasporto su base annuale. La stessa delibera prevede però che l'impresa di trasporto consenta cessioni di capacità tra gli utenti e che, nel corso dell'anno termico, renda disponibile la capacità di trasporto che non venga utilizzata dagli utenti del servizio di trasporto continuo a cui è stata conferita (applicazione del principio *use it or lose it*).

Tali disposizioni trovano attuazione nel Codice di rete Snam Rete Gas (Capitoli 5 e 7) ove sono previste allocazioni di capacità in corso d'anno termico per periodi mensili decorrenti dal primo giorno di calendario. Al fine di ottimizzare la gestione del proprio terminale, GNL Italia, oltre a offrire il servizio di rigassificazione continuo su base annuale (come previsto dalla delibera n. 120/01), offre un servizio di rigassificazione di tipo *spot*, prevedendo in corso d'anno termico l'allocazione della capacità di rigassificazione non utilizzata dall'utente del servizio continuo sulla base del suo programma mensile.
Alcuni operatori hanno segnalato all'Autorità la difficoltà a ottenere l'accesso al servizio di trasporto nel punto di entrata interconnesso con il terminale di Panigaglia, con tempi e volumi adeguati alle modalità del servizio di rigassificazione di tipo *spot* offerto da GNL Italia, manifestando l'urgenza che fossero previsti strumenti idonei a superare tali difficoltà.
Anche Snam Rete Gas ha evidenziato all'Autorità che l'applicazione della disciplina per l'allocazione di capacità di trasporto in corso d'anno contenuta nel Codice di rete non garantisce un efficiente utilizzo del terminale di GNL, ostacolando l'accesso al servizio di rigassificazione di tipo *spot* in quanto, per un valido utilizzo del terminale, è necessario che la stessa GNL Italia:

- determini il profilo temporale di rigassificazione del GNL consegnato e immetta nella rete di trasporto quantità di gas naturale fino alla massima capacità di rigassificazione, sulla base dei soli vincoli tecnici del terminale;
- riconsegni il gas rigassificato all'utente nell'arco di un periodo di trenta giorni successivo alla discarica, tempo non necessariamente coincidente con il mese di calendario.

Queste condizioni non sono soddisfatte dalle cadenze temporali previste per le allocazioni di capacità di trasporto nel Codice di rete Snam Rete Gas, che sono imposte dai vincoli di gestione amministrativa della medesima società.
L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno definire misure transitorie valide fino alla rimozione di questi vincoli di gestione amministrativa, per garantire un efficiente utilizzo del terminale di Panigaglia e favorire l'accesso al sistema con il servizio di rigassificazione di tipo *spot*, subordinando a tal fine l'immissione di gas nella rete nazionale durante il normale esercizio alle esigenze del terminale stesso per consentirne il massimo utilizzo. Pertanto, in deroga all'assetto normativo in materia di allocazione di capacità di trasporto definito dalla delibera n. 137/02, e sino al settembre 2004, ha autorizzato GNL Italia a effettuare le allocazioni della capacità di trasporto nel punto di entrata alla rete nazionale di gasdotti interconnesso con il terminale di rigassificazione, sulla base di accordi stipulati con Snam Rete Gas.

Coordinamento internazionale della regolazione dell'attività di trasporto

Nel corso del 2003 l'Autorità ha contribuito con attiva partecipazione alla redazione dei contributi del *Council of European Energy Regulators* (CEER) in tema di gas naturale, che vengono presentati in occasione del Forum di Madrid.

La necessità di presentare in ambito europeo le principali pratiche di regolazione del settore del trasporto di gas naturale ha richiesto il fattivo impegno dell'Autorità, volto a illustrare l'esperienza italiana di implementazione del sistema *entry exit*. La regolazione del trasporto in Italia costituisce infatti un rifemento importante in quanto il nostro paese è il primo ad aver introdotto, dimostrandone i risultati positivi, il sistema *entry exit* in una realtà caratterizzata da un fabbisogno di gas quasi interamente coperto dalle importazioni. A fronte inoltre dei risultati ottenuti dalla regolazione del settore dello stoccaggio, alla rappresentanza italiana è stato affidato il compito di studiare la tematica *storage* e della flessibilità in generale. I primi risultati di questo studio sono stati distribuiti al settimo Forum di Madrid.

L'Autorità sta inoltre guidando la *task force* sul tema dell'accesso alle infrastrutture di stoccaggio. A questo proposito l'Autorità ha redatto a nome del CEER un documento di raccomandazioni per l'introduzione dell'accesso di terzi alle infrastrutture di stoccaggio, ai sensi di quanto disposto dall'art. 18 della Direttiva europea 2003/55/CE. L'attività della *task force* è ora concentrata alla stesura, in collaborazione con il CRE (il regolatore francese) della prima bozza delle *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio. Queste, diversamente dalle raccomandazioni, ricalcano l'impostazione seguita per le *Linee guida* per l'accesso alle infrastrutture di trasporto, trattando temi legati principalmente:

- alla trasparenza delle condizioni d'accesso;
- alla non discriminazione dei comportamenti attuati;
- alla responsabilità delle compagnie che offrono i servizi di stoccaggio;
- alla responsabilità degli utenti.

DISTRIBUZIONE E VENDITA

Struttura delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato

Distribuzione

Il decreto legislativo n. 164/00 ha profondamente modificato le condizioni di svolgimento del servizio, introducendo la separazione societaria degli esercenti in società di vendita e imprese di distribuzione, la trasformazione in mercato contendibile del servizio di distribuzione attraverso l'introduzione della gara per l'affidamento del servizio e la limitazione della sua durata, il riconoscimento dell'idoneità dall'1 gennaio 2003 a tutti i consumatori finali.

Dopo una lunga fase nella quale il servizio di distribuzione è stato gestito da una miriade di piccole imprese costituite a livello locale, da un paio d'anni si assiste a un'inversione di tendenza in quanto il numero delle imprese di distribuzione è in diminuzione a seguito dell'acquisizione da parte dei grandi gruppi industriali. Nel corso del 2003 circa 30 società di distribuzione sono state acquistate da altri soggetti operanti nel settore o si sono fuse per la costituzione di una nuova società; a queste si aggiungono le 17 acquisizioni registrate nel 2002. Circa 110 distributori, di cui 80 Comuni che gestivano in economia, durante il 2003, hanno ceduto le proprie attività ad altri soggetti. Nel corso del 2002 circa 10 Comuni avevano ceduto l'attività di distribuzione.

Complessivamente dai 750 soggetti operanti nella distribuzione alla fine degli anni Novanta si è giunti agli attuali 560 circa.

Vendita

Il numero degli esercenti l'attività di vendita è inferiore al numero delle imprese di distribuzione. Alla data del 30 aprile 2004, in base ai dati pubblicati dal Ministero delle attività produttive, lo stato delle domande di autorizzazione alla vendita di gas naturale a clienti finali si può così riassumere:

- 373 sono le società e gli enti locali che attualmente risultano autorizzati, mediante rilascio formale dell'autorizzazione o per intervenuto silenzio assenso;
- 52 in tutto sono i soggetti che avevano ottenuto l'autorizzazione in via eccezionale a svolgere transitoriamente l'attività di vendita di gas naturale ai clienti finali nell'area di loro operatività fino al 31 dicembre 2003, e che attualmente non risultano aver ancora completato la procedura di separazione societaria o di trasformazione della gestione diretta. Con decreto del 21 gennaio 2004 il Direttore generale dell'energia e delle risorse minerarie ha concesso a tali soggetti una proroga fino al 30 giugno 2004, in attesa che sia individuato il fornitore di ultima istanza, secondo quanto indicato

nello stesso decreto. In base a esso, i soggetti derivanti dalla separazione societaria o dalla trasformazione delle gestioni dirette, delle società e degli enti locali autorizzati transitoriamente, si intendono autorizzati per silenzio assenso alla vendita di gas naturale a clienti finali qualora siano operativi entro il 30 giugno 2004;

- 29 infine sono le società che hanno richiesto l'autorizzazione alla vendita di gas naturale le cui istruttorie sono tuttora in corso e che pertanto non risultano ancora autorizzate a esercitare l'attività di vendita.

La molteplicità dei soggetti presenti, le loro notevoli differenze strutturali, l'elevato numero di imprese che non si sono ancora separate societariamente, l'alto livello di contenzioso nei riguardi dei provvedimenti dell'Autorità che non ha permesso il completamento della riforma tariffaria, sono elementi che hanno determinato ritardi nell'avvio del processo competitivo a valle del *city gate* (ossia di quel punto della rete dove termina l'attività di trasporto sulla rete nazionale e regionale e inizia quella di distribuzione sulla rete locale).

Mercato locale dei GPL e altri gas

Le reti canalizzate di GPL sono una realtà sempre più diffusa nel settore della distribuzione del gas.

Si tratta di un servizio alternativo al gas naturale soprattutto in quelle frazioni isolate o località montane che non sono collegate alla rete dei metanodotti. Questo servizio consente agli utenti di fruire degli stessi comfort e vantaggi degli utenti allacciati alle reti del gas naturale.

Al 30 giugno 2003, le aziende che distribuiscono GPL a mezzo rete erano 70 e le località servite erano 430 con un numero di utenti pari a circa 77 000. La crescita di questo servizio è testimoniata dal confronto con le analoghe cifre per il 2000: al 31 dicembre 2000, infatti, le aziende erano 69 e le località servite erano 407 con un numero di utenti stimato in circa 30 000 unità. Nella tavola 5.11 sono riportate le reti di distribuzione di GPL e altri gas, ripartite per regione. La rete più consistente, in termini di numero di utenti, è quella di Cagliari che serve 9 543 clienti.

In queste reti viene normalmente immesso propano commerciale, cioè una miscela di idrocarburi comprendente, oltre al propano che è il maggior componente, anche il butano e alcuni insaturi di caratteristiche analoghe.

TAV. 5.11 **RETI DI DISTRIBUZIONE GPL E ALTRI GAS**

REGIONE	NUMERO DI LOCALITÀ SERVITE	NUMERO DI UTENTI	GAS VENDUTO[A] GJ
Piemonte	53	3 792	116 299
Valle d'Aosta	1	122	4 553
Lombardia	35	13 812	553 109
Trentino Alto Adige	5	364	11 389
Veneto	3	199	7 663
Friuli Venezia Giulia	8	1 218	46 769
Liguria	56	7 971	190 282
Emilia Romagna	36	7 851	267 730
Toscana	107	13 490	325 246
Umbria	18	1 827	28 732
Marche	26	2 384	64 622
Lazio	29	5 871	89 056
Abruzzo	17	1 942	40 687
Molise	2	170	4 420
Campania	11	1 944	46 588
Puglia	2	194	6 096
Basilicata	3	650	13 171
Calabria	5	1 181	12 343
Sicilia	2	151	4 464
Sardegna	11	11 701	167 659

(A) Nell'anno termico 2001/02.

Regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato

Accanto alla consueta attività di controllo delle opzioni tariffarie trasmesse dalle imprese distributrici e all'aggiornamento trimestrale della componente tariffaria legata ai prezzi internazionali dei combustibili, nel corso del 2003 e della prima parte del 2004 l'attività di regolazione del servizio di distribuzione ha riguardato la predisposizione di modifiche e integrazioni della disciplina tariffaria – rese necessarie dalle disposizioni di alcune sentenze che hanno annullato parte di provvedimenti dell'Autorità – e la soluzione di alcuni casi di contenzioso in materia di accesso alle reti.

Circa la regolazione dell'ultimo tratto della filiera del gas, quello della vendita, nello scorso anno l'attività si è concentrata sulla definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali. Entrate in vigore nel 2004, hanno posto fine al regime transitorio dei prezzi di fornitura che era stato introdotto nel 2003, all'indomani cioè dell'allargamento dell'idoneità a tutti i clienti del settore. In una fase molto delicata del passaggio graduale a un mercato del gas completamente libero qual è quella attuale e in presenza di una

tuttora scarsa concorrenza effettiva, i nuovi criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura sono stati posti a tutela dei consumatori, specie di quelli di più piccole dimensioni.

Tariffe di distribuzione: modifiche e integrazioni di natura tariffaria

I criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per la fornitura ai clienti del mercato vincolato sono stati definiti dall'Autorità alla fine del 2000, con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237, che stabiliva – tra l'altro – l'utilizzo di una formula parametrica per il calcolo del capitale investito nell'attività di distribuzione. A seguito di tre sentenze del TAR per la Lombardia, che ne imponevano la modifica, l'Autorità ha introdotto, con la delibera 22 giugno 2002, n. 122, una procedura (opzionale) alternativa per il calcolo del capitale investito, basata sul metodo del costo storico rivalutato.

Anche nei confronti della delibera n. 122/02, tuttavia, sono stati presentati ricorsi al TAR, uno dei quali è stato accolto, seppure con motivazioni meramente formali. La sentenza del TAR per la Lombardia 19 dicembre 2002, n. 171/03, ha annullato le parti della delibera n. 122/02 che introducevano la procedura alternativa di calcolo del capitale investito. L'Autorità ha deciso di non impugnare la sentenza, ritenendo che l'esigenza maggiormente meritevole di tutela fosse quella di rimuovere le incertezze sull'ordinamento tariffario vigente che le vicende giurisdizionali avrebbero potuto ingenerare. Pertanto, con delibera 17 aprile 2003, n. 36, l'Autorità ha avviato un procedimento per conformarsi alla sentenza, diffondendo lo stesso giorno il Documento per la consultazione.

Documento per la consultazione 17 aprile 2003 e delibera n. 87/03

Più precisamente, con la delibera n. 36/03, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di un provvedimento che definisse le modalità attraverso le quali l'esercente il servizio di distribuzione del gas naturale possa determinare le proprie opzioni tariffarie sulla base di "dati concreti", qualora lo stesso esercente sia in grado di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti. Il Documento per la consultazione a tal fine diffuso recava uno schema di provvedimento che prevedeva una disciplina sostanzialmente analoga a quella introdotta con la delibera n. 122/02.

Il procedimento di consultazione si è concluso con l'adozione della delibera 31 luglio 2003, n. 87, mediante la quale l'Autorità ha reintrodotto la procedura alternativa di calcolo del capitale investito fondata sul metodo del costo storico rivalutato (e dunque la disciplina prevista dalla delibera n. 122/02), recependo al contempo le modifiche e le osservazioni formulate nella consultazione.

Gestione delle reti in forma associata (delibera n. 89/03)

Alla fine del 2002 l'Autorità aveva inoltre avviato un procedimento (delibera 12 dicembre 2002, n. 205) volto a verificare l'adeguatezza delle formule di calcolo del vincolo sui ricavi, previste dalla delibera n. 237/00, con riferimento al caso particolare della gestione del servizio di distribuzione nella forma associata del consorzio tra Comuni, ed eventualmente a modificare di conseguenza la delibera n. 237/00, qualora l'esito della verifica l'avesse suggerito.

Con sentenza 19 marzo 2003, n. 2438, il TAR per la Lombardia, accogliendo il ricorso promosso dalla società Consiag Reti S.p.A., ha ordinato all'Autorità di astenersi dallo svolgere ogni attività di verifica di adeguatezza e di provvedere a determinare criteri volti all'eliminazione dell'effetto economicamente penalizzante per gli operatori ricorrenti, determinato dalle formule di calcolo previste dalla delibera n. 237/00. A tal fine il medesimo TAR ha assegnato un termine all'Autorità, decorso inutilmente il quale essa avrebbe dovuto approvare le proposte di opzioni tariffarie presentate da Consiag Reti.

In ottemperanza alla sentenza l'Autorità, con delibera 31 luglio 2003, n. 89, ha introdotto una disciplina in base alla quale, caso per caso, viene riconosciuta la facoltà agli esercenti il servizio di distribuzione di dimostrare l'effetto economicamente penalizzante patito a causa delle peculiarità che connotano la gestione della propria rete di distribuzione in forma associata, estesa su più località, in un territorio vasto e con profili altimetrici distinti. Nel caso in cui sia dimostrato tale effetto penalizzante, è riconosciuta la facoltà di determinare il vincolo dei ricavi considerando i maggiori costi derivanti dalla gestione associata.

Altre disposizioni sulle tariffe di distribuzione (delibera n. 88/03)

Con delibera 31 luglio 2003, n. 88, l'Autorità ha inoltre aggiornato il costo medio annuo di distribuzione per cliente (CMUD) e il Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione del gas (QFNC), come previsto dai commi 4.11 e 5.1 della delibera n. 237/00.

Attività di controllo tariffario

Anche quest'anno le proposte tariffarie per il servizio di distribuzione nell'anno termico 2003/04 sono state trasmesse dalle imprese mediante la compilazione di un questionario predisposto dagli Uffici e pubblicato sul sito Internet dell'Autorità. Il questionario consente di raccogliere i dati in maniera uniforme e permette lo sviluppo automatico dei conteggi; in questo modo è agevolata non solo la trasmissione dei dati da parte delle imprese, ma anche la predisposizione delle proposte tariffarie. Il questionario è stato aggiornato per tenere conto dei nuovi criteri integrativi della normativa tariffaria, definita dalla delibera n. 237/00, che sono stati stabiliti con le delibere n. 87/03 e n. 89/03. Gli Uffici dell'Autorità hanno verificato la conformità delle proposte ai criteri della normativa tariffaria, in particolare

che ciascuna opzione tariffaria base non comportasse un ricavo superiore al vincolo dei ricavi per la distribuzione.

L'analisi della documentazione, il cui invio è stato sollecitato in 278 casi, ha evidenziato per 187 imprese dati difformi rispetto a precedenti comunicazioni e/o errata determinazione della struttura tariffaria. In tutti questi casi gli Uffici dell'Autorità hanno provveduto a comunicare alle imprese l'esito del controllo, invitandole a procedere alle rettifiche degli errori e a ripresentare le proposte modificate.

Per le imprese che hanno presentato le proposte calcolate secondo il metodo previsto dalla delibera n. 87/03 (metodo individuale), il controllo ha interessato anche i due precedenti anni termici (2001/02 e 2002/03). Infatti la normativa ha consentito la ridefinizione delle precedenti proposte sulla base dei nuovi criteri introdotti.

Dei 2 514 ambiti tariffari esistenti sono state presentate le opzioni tariffarie base di 2 471 gestiti da 554 imprese. Le opzioni tariffarie base sono state determinate nel modo seguente:

- 1 849 calcolate secondo il metodo parametrico, previsto dalla delibera n. 237/00, presentate da 520 imprese;
- 621 calcolate secondo il metodo individuale, definito dalla delibera n. 87/03, presentate da 34 imprese;
- 1 calcolata secondo il metodo parametrico ma tenendo conto di quanto previsto, dalla delibera n. 89/03, per gli ambiti tariffari formati da più località, con reti gestite in forma associata su un territorio vasto e con profili altimetrici distinti. La richiesta di approvazione di questa proposta è stata rigettata dall'Autorità con delibera 5 febbraio 2004, n. 10.

Alla data del 30 aprile 2004, 3 imprese (per un totale di 38 ambiti tariffari) non avevano ancora provveduto a presentare le proposte tariffarie per l'anno termico 2003/04. Per queste esiste la procedura, prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, che stabilisce sia l'Autorità a provvedere alla determinazione delle opzioni tariffarie.

Nella tavola 5.12 è descritta in dettaglio la situazione relativa alle imprese che sono state interessate dalla verifica.

TAV. 5.12 **IMPRESE CHE HANNO PRESENTATO OPZIONI TARIFFARIE**

	METODO PARAMETRICO	METODO INDIVIDUALE	TOTALI
Approvate	520	14	534
In corso di verifica	4	19	23
Totale pervenute	524	33	557

Le proposte tariffarie sono state approvate con le delibere: 29 ottobre 2003, n. 124, riguardante 182 imprese; 23 dicembre 2003, n. 161, riguardante 246 imprese; 5 febbraio 2004, n. 9, riguardante 66 imprese; 26 marzo 2004, n. 42; riguardante 40 imprese. È stata inoltre predisposta una delibera di approvazione riguardante altre 30 imprese. Le proposte tariffarie approvate sono pubblicate nel sito Internet dell'Autorità.

Applicazione art. 10 della delibera n. 237/00 – Costituzione del Fondo per clienti economicamente disagiati, anziani e disabili

L'art. 10 della delibera n. 237/00 prevede che i Comuni possano richiedere agli esercenti l'attività di distribuzione di applicare alle tariffe una quota aggiuntiva a favore dei clienti economicamente disagiati, degli anziani e dei disabili. Essa non può essere superiore all'1 per cento della tariffa di distribuzione al netto delle imposte. Secondo quanto emerge dai dati trasmessi dai distributori contestualmente alle proposte tariffarie, tale richiesta è stata effettuata da circa 180 Comuni (su oltre 6700 per i quali sono state presentate le opzioni tariffarie) situati per l'80 per cento al Nord, per il 15 per cento al Centro e per il resto nel Sud Italia. Le aziende di distribuzione interessate dalla richiesta sono circa 60.

Condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali (delibera n. 138/03)

La delibera 4 dicembre 2003, n. 138, rappresenta la conclusione di un processo di riforma, iniziato nel 1999, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, volto a dare separata evidenza dei costi delle diverse attività della filiera e a eliminare alcune delle distorsioni ereditate dalla precedente struttura tariffaria.

Le principali novità riguardano il superamento del regime transitorio dei prezzi di fornitura introdotto con la delibera n. 207/02 e del sistema dello "sventagliamento", la separazione delle singole componenti costitutive del prezzo finale e il trasferimento ai clienti finali dei benefici ottenuti negli ultimi anni in termini di minori costi nelle fasi a monte della filiera.

La delibera n. 138/03 definisce i criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale a tutela dei consumatori, in particolare di quelli di minore dimensione, in una delicata fase di passaggio graduale verso il mercato liberalizzato e a fronte di una scarsa concorrenza effettiva. Alla luce dell'attuale situazione del mercato del gas, si è ritenuto opportuno mantenere in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità sia ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, sia a quelli che, pur trovandosi nella condizione di cliente idoneo alla data del 31 dicembre 2002, non hanno esercitato la capacità di stipulare contratti connessa con tale condizione, i quali a decorrere dall'1 gennaio 2003 avrebbero dovuto

negoziare nuove condizioni di fornitura del gas naturale. Ovviamente, unitamente alle condizioni definite dall'Autorità, possono essere affiancate le proposte formulate dai singoli venditori.

Le scelte compiute sono comunque volte a mantenere in evidenza, in termini di prezzo finale, le componenti relative all'uso delle infrastrutture essenziali oggetto di regolazione. Nella determinazione di tali componenti si è anche tenuto conto dell'esigenza di conservare margini per gli operatori efficienti e quindi di garantire i presupposti per lo sviluppo di dinamiche concorrenziali: sarà infatti la concorrenza a ridurre, fino a eliminare, tali margini nel tempo, a beneficio del cliente finale.

La necessità di definire condizioni tali da consentire un confronto concorrenziale tra gli operatori su tutto il territorio nazionale ha generato l'esigenza di rimuovere il meccanismo di calcolo della componente transitoria CMP, fino a tale momento vigente, che determinava le tariffe in funzione dei consumi medi annui per ogni località servita (il cosiddetto "sventagliamento"). Tale meccanismo risultava infatti incompatibile con l'apertura del mercato e la nascita di nuovi operatori, in quanto prevedeva che gli utenti di zone a elevati consumi, tipicamente dislocati nelle aree più fredde del paese, pagassero per il servizio tariffe più alte dei costi unitari a essi afferenti, mentre accadeva il contrario nelle zone a basso livello di consumo, tipicamente dislocate nel Sud Italia. Pertanto, in luogo di un unico valore della componente transitoria CMP, seppure articolato per ambito tariffario (come era previsto dalla delibera n. 237/00), il provvedimento ha individuato tre componenti: il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, la componente tariffaria del trasporto e quella dello stoccaggio.

Il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso è calcolato come differenza tra il valore medio nazionale della componente materia prima e la quota a copertura dei costi medi di trasporto e stoccaggio, calcolata con riferimento al costo medio di trasporto e stoccaggio dell'anno termico 2001/02. Al valore derivante da tale differenza deve essere poi sottratto uno sconto a favore dei clienti finali in modo da trasferire loro parte della riduzione del prezzo verificatasi grazie all'avvio della competizione.

Per il calcolo della componente di trasporto QT l'Autorità ha utilizzato una formulazione semplificata e ha individuato nella maggiore impresa di trasporto, Snam Rete Gas, il soggetto responsabile per il calcolo e la pubblicazione della quota di costo del trasporto. Ciò al fine di garantire la corretta applicazione della complessa metodologia di calcolo e la disponibilità di informazioni trasparenti e facilmente accessibili a tutti, precondizione per lo sviluppo della concorrenza tra operatori.

La componente tariffaria dello stoccaggio QS è calcolata con riferimento alle

tariffe di stoccaggio determinate ai sensi della delibera n. 26/02.
Le metodologie utilizzate per il calcolo delle componenti menzionate permettono, da un lato, di trasferire al cliente finale la riduzione delle tariffe di trasporto e stoccaggio intervenuta tra il 2001 e il 2003, dall'altro, di mantenere evidenza della quota di costo relativa ai medesimi servizi.
Come detto, la necessità di favorire il confronto concorrenziale tra gli operatori su tutto il territorio nazionale ha portato alla rimozione del meccanismo dello "sventagliamento". Tuttavia, una sua rimozione immediata e non graduale poteva ingenerare negli ambiti caratterizzati da bassi consumi medi:

- un significativo aumento delle condizioni economiche praticate ai clienti finali;
- un progressivo sottoutilizzo delle infrastrutture del gas, realizzate in molti casi con finanziamenti pubblici, nonché una progressiva sostituzione della materia prima gas con altre fonti energetiche, con potenziali effetti distorsivi nell'uso efficiente del sistema gas ed energetico nel suo complesso;
- un disincentivo per i nuovi operatori a esercitare, nei sopra detti ambiti, la propria attività di vendita al cliente finale, con conseguente ostacolo alla realizzazione di un effettivo contesto concorrenziale.

Per evitare simili conseguenze è stato previsto, in conformità al disposto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, un sistema di compensazione che garantisca negli ambiti a elevati costi unitari un graduale impatto degli effetti derivanti dall'applicazione delle nuove condizioni economiche. Tali ambiti potranno usufruire della compensazione per un periodo transitorio predefinito che scade il 30 settembre 2006.
Al fine della gestione dei versamenti relativi al sistema di compensazione, l'Autorità si avvale della Cassa conguaglio per il settore elettrico, stante la consolidata esperienza da questa maturata nella gestione delle procedure di riscossione ed erogazione dei contributi nel settore dell'energia elettrica e recentemente anche nel settore del gas, istituendo un apposito conto presso la medesima Cassa.
Per quanto riguarda la fase della vendita al dettaglio, è stata introdotta una modalità di calcolo della quota per la vendita al dettaglio, che tenga conto dei costi fissi sostenuti dagli esercenti per i clienti finali con consumi annuali fino a 20 GJ, derivanti dall'adempimento degli obblighi stabiliti dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 229. A tal fine è stato necessario lasciare liberi gli esercenti di articolare la quota per la vendita al dettaglio per i clienti con consumi più bassi, prevedendo limiti massimi all'aumento percentuale di tale quota.
Complessivamente, la soluzione adottata ha l'effetto di fornire un primo segnale di costo al mercato e, al contempo, smorzare l'aumento delle tariffe per i clienti appartenenti alle fasce di consumo più basse; per le fasce più alte si la-

scia invece alla concorrenza il compito di far diminuire i prezzi secondo le attese. L'Autorità ritiene infatti che esistono anche per la fase di vendita al dettaglio possibilità di economie di scala e di varietà che consentano un'ulteriore riduzione dei costi. Gli interventi del nuovo provvedimento hanno portato infatti a una riduzione della tariffa media nazionale di circa 0,77 c€/m^3 (-2,3 per cento). Per il cliente medio con un consumo di 1 400 m^3 annui ciò si traduce in un risparmio annuo di 12,94 € (comprese le imposte). L'applicazione del nuovo ordinamento, in presenza del meccanismo di compensazione adottato dalla delibera, evidenzia, rispetto ai valori oggi riconosciuti di CMP, una riduzione media stimabile in circa 1,18 c€/m^3 per più o meno l'80 per cento dei volumi venduti ai clienti finali e un aumento medio pari a circa 0,89 c€/m^3 per il rimanente 20 per cento. I casi di incremento di spesa, riguardando le zone caratterizzate da bassi consumi, incidono comunque su utenti contraddistinti da livelli di spesa media per il gas piuttosto contenuti. Gli aumenti sono stati in gran parte compensati dalla riduzione del prezzo della materia prima verificatasi con decorrenza 1 gennaio 2004.

Naturalmente l'obbligo di offrire condizioni economiche determinate sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità deve essere inquadrato in un processo transitorio, fintanto che non si realizzino condizioni concorrenziali sul mercato. Conseguentemente, l'Autorità, entro il 31 luglio 2005, verificherà gli effetti sul mercato dell'applicazione dei criteri individuati, al fine di poterli eventualmente modificare o revocare. In virtù di queste considerazioni il provvedimento stesso richiede che vengano comunicate all'Autorità alcune informazioni chiave, necessarie per assicurarsi che gli operatori rispettino i vincoli e le prescrizioni imposti dalla delibera. Per la comunicazione di tali informazioni l'Autorità ha predisposto un apposito sistema sul proprio sito Internet (sistema di accreditamento e comunicazione dati).

Aggiornamenti trimestrali

La delibera dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195, ha modificato il metodo di calcolo per l'aggiornamento delle tariffe del gas che recepiscono le variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime. In particolare, per il gas naturale, è stata cambiata la periodicità di aggiornamento che è passata da bimestrale a trimestrale, estendendo inoltre il periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali da 6 a 9 mesi. Anche per i GPL e gli altri gas la periodicità dell'aggiornamento è diventata trimestrale, mentre il periodo di riferimento delle variazioni delle quotazioni internazionali è passato da 2 a 3 mesi.

Nel corso del 2003 e nei primi mesi del 2004 si sono registrate le variazioni tariffarie esposte nella tavola 5.13.

TAV. 5.13 VARIAZIONI TARIFFARIE PER L'ANNO 2003 E PER IL PRIMO TRIMESTRE 2004

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	GAS NATURALE[A]		GAS DI PETROLIO LIQUEFATTO[A]	
		c€/MJ	c€/m³	c€/MJ	c€/m³
23 dicembre 2002, n. 229	1 gennaio 2003	0,0277	1,0670	0,1229	12,2986
24 marzo 2003, n. 24	1 aprile 2003	0,0211	0,8128	0,1148	11,4880
26 giugno 2003, n. 69	1 luglio 2003	----	----	-0,2659	-26,6086
24 settembre 2003, n. 110	1 ottobre 2003	----	----	0,0332	3,3223
23 dicembre 2003, n. 160	1 gennaio 2004	-0,0309	-1,1903	----	----
26 marzo 2004, n. 45	1 aprile 2004	----	----	0,0359	3,5925

(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/m³ (9 200 kcal/m³) per il gas naturale e 100,07 MJ/m³ (23 900 kcal/m³) per il GPL.

PREZZI E TARIFFE DEL GAS

L'andamento degli indici Istat

Nel luglio del 2002 il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o in bombole), rilevato dall'Istat[4], ha invertito il *trend* di discesa che aveva caratterizzato la prima parte dell'anno (Tav. 5.14). Nella seconda parte del 2002 la tendenza al rialzo è stata tuttavia mitigata dal provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193 (convertito dalla legge 28 ottobre 2002, n. 238).

L'anno 2003 si è aperto con nuovi rincari: il tasso di crescita ha pertanto registrato un massimo (7,6 per cento) nel mese di giugno rispetto al mese corrispondente del 2002, per poi stabilizzarsi sul 6,4 per cento nell'ultimo trimestre dell'anno. A dicembre il prezzo è tornato sul livello di due anni prima. Valutando i dati in media d'anno, nel 2003 il prezzo del gas ha più che recuperato il calo di circa 5 punti percentuali realizzato nell'anno precedente. In termini reali l'aumento è stato pari al 2,4 per cento per effetto dell'andamento dell'indice generale dei prezzi al consumo che ha messo a segno nel 2003 un incremento del 2,6 per cento.

4 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".

TAV. 5.14 **INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DEL GAS**

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

	2002				2003			
MESI	PREZZO NOMINALE	var. % 2002/ 2001	PREZZO REALE(A)	var. % 2002/ 2001	PREZZO NOMINALE	var. % 2003/ 2002	PREZZO REALE(A)	var. % 2003/ 2002
Gennaio	124,7	-3,5	106,3	-5,7	123,4	-1,0	102,3	-3,8
Febbraio	124,7	-3,9	105,8	-6,3	124,6	-0,1	103,1	-2,5
Marzo	122,8	-5,6	104,1	-7,9	125,0	1,8	103,1	-0,9
Aprile	120,7	-7,3	101,9	-9,5	128,2	6,2	105,6	3,6
Maggio	119,4	-6,4	100,6	-8,6	128,4	7,5	105,5	4,9
Giugno	119,3	-6,3	100,5	-8,3	128,4	7,6	105,4	4,9
Luglio	120,3	-3,8	101,2	-6,0	128,6	6,9	105,4	4,2
Agosto	120,3	-3,7	101,0	-6,0	128,5	6,8	105,1	4,0
Settembre	120,7	-3,3	101,2	-5,7	128,8	6,7	105,1	3,9
Ottobre	121,0	-3,0	101,2	-5,6	128,7	6,4	105,0	3,8
Novembre	121,1	-5,2	100,9	-7,8	128,8	6,4	104,8	3,8
Dicembre	121,2	-5,3	100,9	-7,9	129,0	6,4	104,9	3,9
Media annua	**121,4**	**-4,8**	**102,1**	**-7,1**	**127,5**	**5,1**	**104,6**	**2,4**

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

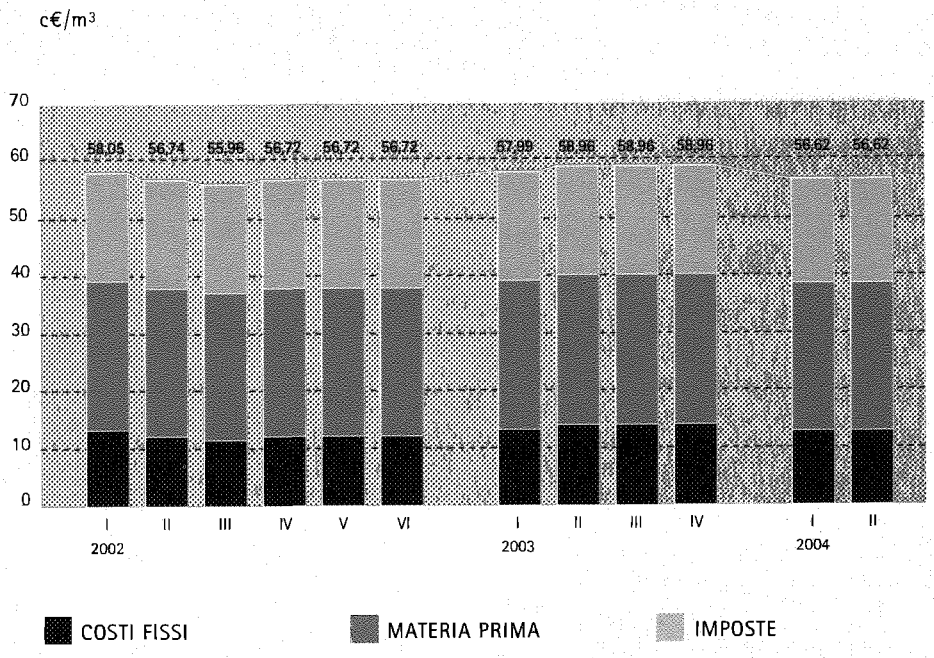
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

Tariffa media nazionale di riferimento del gas

I dati dell'Istat trovano conferma nella tariffa media nazionale pubblicata dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200 000 m^3 all'anno (Fig. 5.11). Gli aumenti dei prezzi internazionali dei prodotti energetici hanno spinto al rialzo la tariffa nel primo e nel secondo trimestre del 2003. Nella seconda metà dell'anno il prezzo del metano è rimasto stabile per poi registrare una flessione all'inizio del 2004. Sull'andamento hanno influito sia il nuovo meccanismo di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002, che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale e il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi nove mesi anziché degli ultimi sei mesi, sia il progressivo apprezzamento del tasso di cambio dell'euro rispetto al dollaro che ha caratterizzato tutto il 2003 e i primi mesi del 2004.

Con la delibera n. 138/03, l'Autorità ha definito il prezzo che le società di vendita di gas sono tenute obbligatoriamente a offrire dall'1 gennaio 2004, accanto a proprie diverse condizioni, ai piccoli consumatori del commercio, dell'arti-

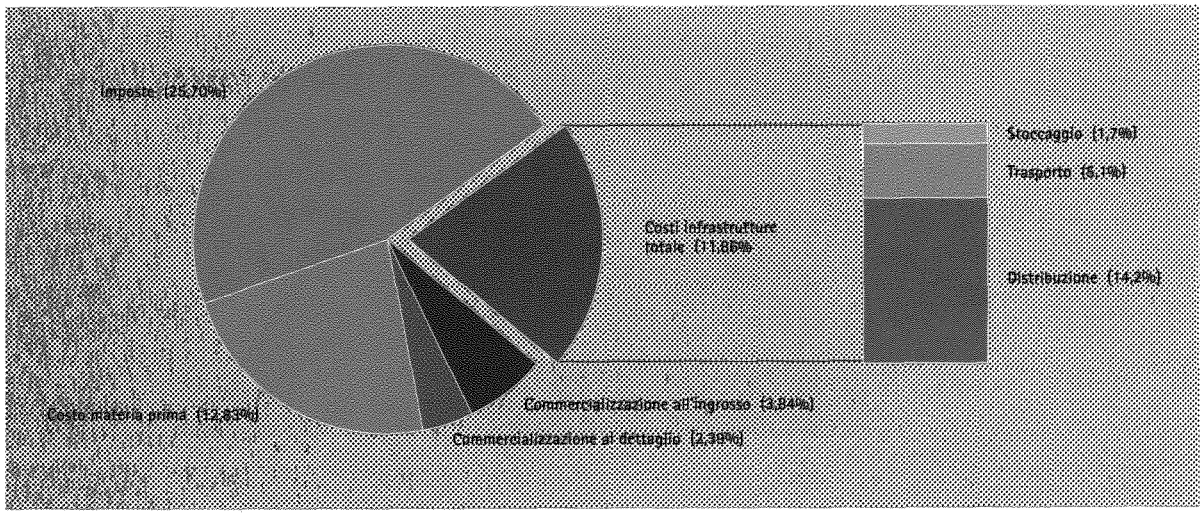
FIG. 5.11 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE NEGLI ULTIMI DUE ANNI**



gianato e del settore domestico. Il provvedimento ha completato la riforma delle tariffe del gas, avviata nel 2000, che ha permesso di definire le varie voci di costo associate alle principali attività che compongono il servizio del gas: approvvigionamento, trasporto, stoccaggio, distribuzione e commercializzazione. All'inizio del secondo trimestre 2004 la tariffa media di riferimento per i piccoli consumatori risulta pari a 56,62 c€/m^3 al lordo dell'imposte. La sua composizione percentuale è illustrata nella figura 5.12.

Le imposte (imposta sul consumo, addizione regionale e IVA) rappresentano circa il 50 per cento della tariffa mentre le componenti a copertura dei costi infrastrutturali incidono per circa un quinto sul valore complessivo e risultano pari a 11,86 c€/m^3 di cui 0,95 c€/m^3 per la voce stoccaggio, 2,87 c€/m^3 per la voce trasporto sulla rete ad alta pressione e 8,04 c€/m^3 per la voce distribuzione sulle reti locali e cittadine. I costi di commercializzazione, pari a circa l'11 per cento della tariffa, comprendono sia i costi di commercializzazione all'ingrosso, per 3,84 c€/m^3, sia i costi di commercializzazione al dettaglio, per 2,39 c€/m^3. I costi connessi con l'attività di misura sono inclusi nella componente a copertura dei costi di distribuzione con esclusione della lettura dei dati che è invece compresa nei costi di commercializzazione al dettaglio. La componente relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima, la cui incidenza è scesa di un punto percentuale rispetto all'aprile 2003, è pari a 12,83 c€/m^3.

FIG. 5.12 COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE (TARIFFA DI RIFERIMENTO PER CONSUMI INFERIORI A 200 000 m^3 ANNUI) ALL'1 APRILE 2004



Le aliquote dell'imposta di consumo sulle forniture di gas per l'anno 2004 (Tav. 5.15) sono state fissate dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 12 febbraio 2004 ed espresse in euro per 1 000 metri cubi. Rispetto a quelle in vigore per l'anno 2003, che erano state definite in euro per metro cubo nel decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 13 gennaio 2003, si registra un aumento dell'1,9 per cento a carico dell'accisa "per altri usi civili", quella cioè applicabile agli usi per riscaldamento individuale oltre i 250 m^3/anno, per riscaldamento centralizzato, per usi artigianali e commerciali. L'aliquota, associata alle vecchie tipologie di usi T2 con consumi superiori a 250 m^3/anno e T3, passa infatti da 0,17 €/m^3 a 0,1732 €/m^3.

INFORMAZIONI AL MERCATO

Pubblicazione delle proposte tariffarie delle aziende di distribuzione

Al fine di garantire la massima trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, come previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (art. 2, comma 12, lettera l), l'Autorità provvede alla pubblicazione sul proprio sito Internet delle proposte tariffarie delle aziende di distribuzione che sono state approvate. Sono pubblicati i dati fondamentali della struttura tariffaria, ossia la quota fissa per capacità conferita per i clienti con consumo superiore ai 200 000 m^3/anno (espressa in €/anno/m^3/giorno) e l'articolazione degli scaglioni di

TAV. 5.15 **IMPOSTE SUL GAS**

c€/m³; aliquote percentuali in vigore nel 2004

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 m³/a	>250 m³/a		
IMPOSTE		**<250 m³/a**	**>250 m³/a**		
Imposta di consumo					
Normale	4,00	4,00	17,00	17,00	1,25
Località ex Cassa del Mezzogiorno	3,87	3,87	12,42	12,42	1,25
Addizionale regionale(A)					
Piemonte	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Lombardia(B)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Veneto	0,52	0,52	1,29	1,29	0,62
Liguria(C)	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Emilia Romagna	2,00	2,00	3,10	3,10	0,62
Toscana	2,00	2,00	2,60	2,60	0,60
Umbria	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Marche	1,55	1,55	1,55	0,62	0,62
Lazio	2,00(D)	2,00(D)	3,10	3,10	0,62
Abruzzo	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Molise	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Campania	1,93	1,93	2,58	2,58	0,52
Puglia	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Basilicata	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Calabria	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Aliquota IVA (%)	**10**	**20**	**20**	**20**	**20**

(A) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.
(B) A decorrere dall'1 gennaio 2002 non è più dovuta (art. 1, comma 10, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).
(C) Aliquota ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".
(D) Aliquota ridotta a 1,57 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

consumo con le relative quote fisse (espresse in €/cliente anno) e variabili (espresse in €cent/MJ e €cent/m³). Gli utenti possono accedere ai dati di loro interesse tramite una ricerca che può essere fatta sia per località sia per azienda e hanno anche la possibilità di scaricare le tariffe in formato Excel.

Imprese di vendita di gas naturale: sistema di accreditamento e comunicazione dei dati

Gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale sono tenuti a inviare all'Autorità, entro il 29 febbraio 2004, le condizioni economiche di fornitura del gas in vigore dall'1 gennaio 2004 applicando i criteri stabiliti dalla delibera n. 138/03.

Per favorire la tempestività nella comunicazione dei dati e facilitare il compito di trasmissione degli stessi da parte delle imprese di vendita, l'Autorità ha predisposto un sistema per l'invio telematico dei dati con l'accreditamento diretto di ogni venditore tramite Internet. Il sistema telematico verrà utilizzato dai venditori accreditati anche per i successivi invii relativi alle condizioni di fornitura del gas previsti dalla delibera n. 138/03.

Per facilitare le operazioni di accreditamento sono state predisposte alcune istruzioni operative che accompagnino l'esercente al corretto inserimento dei dati.

Al fine di rendere possibile le comparazioni delle condizioni economiche e la conseguente scelta del fornitore di gas naturale l'Autorità provvederà a garantire adeguata informazione sui prezzi di vendita tramite la pubblicazione sul proprio sito Internet.

6. REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Con il 2003 si conclude il primo periodo di regolazione della qualità del servizio elettrico, iniziato nel 2000. Nella presente *Relazione Annuale* si illustrano i principali effetti della regolazione della continuità del servizio e della qualità commerciale, attraverso l'analisi degli indicatori di qualità.
Nel corso del 2003, l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel campo della qualità nel settore dell'energia elettrica è stata prevalentemente orientata su due direzioni:

- attività di regolazione della qualità del servizio, nell'ambito del procedimento per la formazione dei provvedimenti di regolazione per il periodo regolatorio 2004-2007;
- attività di controllo della qualità del servizio, nell'ambito del procedimento di determinazione dei recuperi di continuità relativi all'anno 2002.

L'attività di controllo costituisce un supporto indispensabile all'attività di regolazione in quanto fornisce a essa il flusso informativo che alimenta il processo decisionale, verifica il rispetto degli standard di qualità imposti agli operatori e controlla la veridicità delle loro dichiarazioni. Essa è descritta in modo più approfondito nel Capitolo 8 di questa *Relazione Annuale*. Sono inoltre proseguite sia le attività di rilevazione della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico, tramite apposita convenzione con l'Istat, sia le attività internazionali di *benchmarking* europeo nell'ambito del gruppo di lavoro dedicato alla qualità del servizio costituito in seno al *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Indicatori di qualità del servizio elettrico

Continuità del servizio

Nel 2003 la continuità del servizio ai clienti non è dipesa in maggior parte, come negli anni precedenti, dalle interruzioni originate sulle reti di distribuzione, ma da due eventi di particolare impatto: i distacchi programmati ordinati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) alle imprese distributrici il 26 giugno, per fronteggiare un picco di domanda superiore alla capacità disponibile di produzione, e l'interruzione totale del servizio occorsa nelle notte del 28 settembre. Gli indicatori di continuità del servizio del 2003 presentano pertanto un grave peggioramento rispetto all'anno precedente. Gli impatti del *blackout* del 28 settembre, che ha interessato più del 95 per cento dei clienti, e dei distacchi programmati del 26 giugno, che hanno riguardato circa un cliente su 4, sono stati stimati in una media rispettivamente di 418 minuti persi per cliente il primo

e di 24 minuti persi per cliente il secondo. La durata complessiva di interruzione per cliente, considerando tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, inclusi il *blackout* e i distacchi programmati, è passata da 130 minuti persi nel 2002 a 567 minuti persi nel 2003 (Fig. 6.1 e Tav. 6.2). Su entrambi gli eventi l'Autorità ha avviato istruttorie conoscitive, descritte nel Capitolo 8.

Al netto degli eventi speciali del 26 giugno e del 28 settembre 2003, nel corso del 2003 la continuità del servizio elettrico sulle reti di distribuzione ha continuato a migliorare per effetto del meccanismo di incentivazione introdotto dall'Autorità con la delibera 28 dicembre 1999, n. 202, poi confluita nel Testo integrato della continuità del servizio approvato con la delibera 1 agosto 2002, n. 155. Considerando solo le interruzioni relative alle reti di distribuzione, la regolazione della continuità del servizio ha portato alla riduzione del numero e della durata di interruzione per cliente e al restringimento dei divari regionali di continuità a parità di concentrazione territoriale dell'utenza servita. I miglioramenti sono stati registrati sia per Enel S.p.A. sia per la maggior parte delle imprese distributrici locali.

Il miglioramento è stato guidato dalla riduzione dei valori dell'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente allacciato in bassa tensione), calcolato escludendo, oltre al *blackout* e ai distacchi programmati, le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale. L'indicatore di riferimento, valutato su base annua, è passato da 175 minuti persi nel 1999 a 84 minuti persi nel 2003, con un miglioramento complessivo nel periodo di regolazione 2000-2003 del 52 per cento.

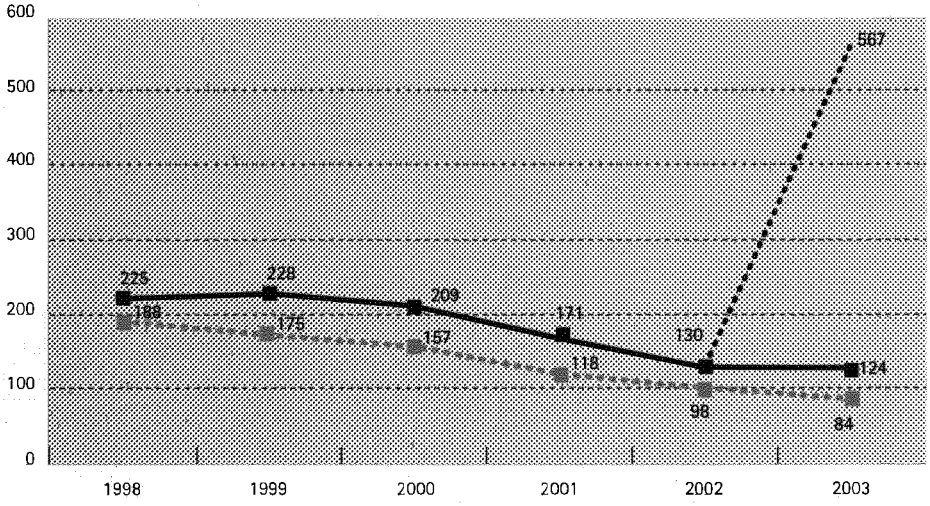
Il numero di interruzioni per cliente (Fig. 6.2), considerando anche il *blackout* e i distacchi programmati, è pari a 4,12 interruzioni per cliente nel 2003, contro il valore di 2,93 nel 2002; al netto degli eventi speciali il numero di interruzioni per cliente nel 2003 è pari a 2,89.

Uno dei principali obiettivi della regolazione della continuità del servizio è la riduzione dei divari interregionali. A livello di grandi ripartizioni territoriali, la figura 6.3 mostra la progressiva riduzione delle differenze tra Nord e Sud nel valore di durata cumulata delle interruzioni (sono esclusi solo gli effetti del *blackout* e dei distacchi programmati del 2003).

L'analisi dei divari interregionali deve tenere conto del diverso grado di concentrazione delle aree servite. Il miglioramento ottenuto dal 1999 al 2003 si è distribuito piuttosto uniformemente sui tre gradi di concentrazione definiti dall'Autorità. Per ciascuno di essi sono disponibili misure separate per circa un centinaio di ambiti territoriali. Lo scarto tra il 10° e il 90° percentile della distribuzione dell'indicatore di riferimento si è ridotto, nel periodo 1999-2003, di circa la metà: da 119 a 44 minuti persi per gli ambiti ad alta concentrazione (città con più 50 000

FIG. 6.1 **DURATA DELLE INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE**

Minuti persi per cliente; valori annuali medi nazionali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



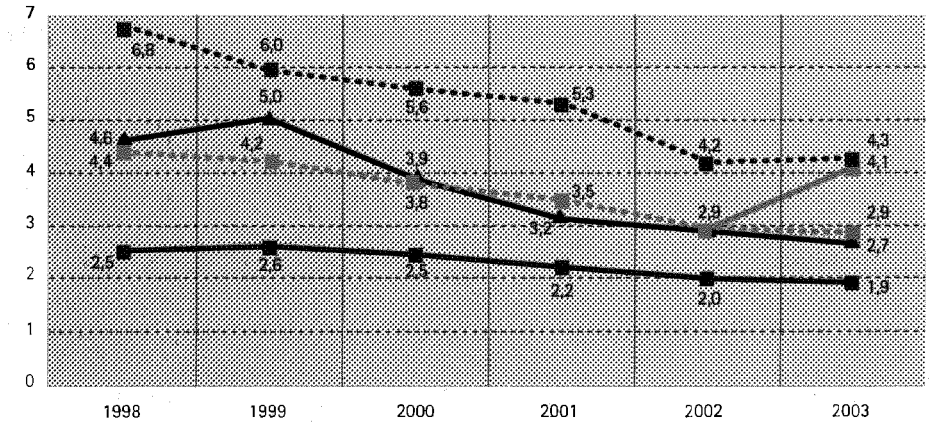
DURATA CUMULATA DI INTERRUZIONI PER TUTTE LE INTERRUZIONI SUBITE DAL CLIENTE BT (incluso distacchi programmati e *blackout*)

DURATA CUMULATA DI INTERRUZIONI SUBITE DAL CLIENTE BT (escluse interruzioni dovute a distacchi programmati e *blackout*)

DURATA CUMULATA DI INTERRUZIONI SUBITE DAL CLIENTE BT (escluse interruzioni dovute a distacchi programmati, *blackout*, forza maggiore, terzi o originate su reti AT/RTN)

FIG. 6.2 **NUMERO DI INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE**

Valori annuali medi nazionali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



NORD

CENTRO

SUD

ITALIA (escluso distacchi programmati e *blackout*)

ITALIA (incluso distacchi programmati e *blackout*)

FIG. 6.3 **DURATA DELLE INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE ESCLUSI I DISTACCHI PROGRAMMATI DEL 26 GIUGNO E IL BLACKOUT DEL 28 SETTEMBRE 2003**

Valori annuali medi nazionali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali

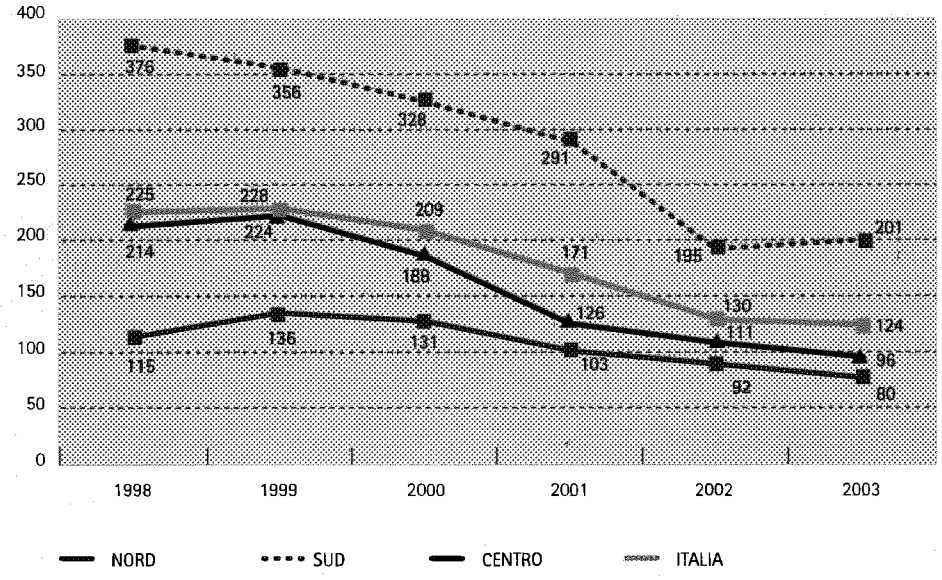
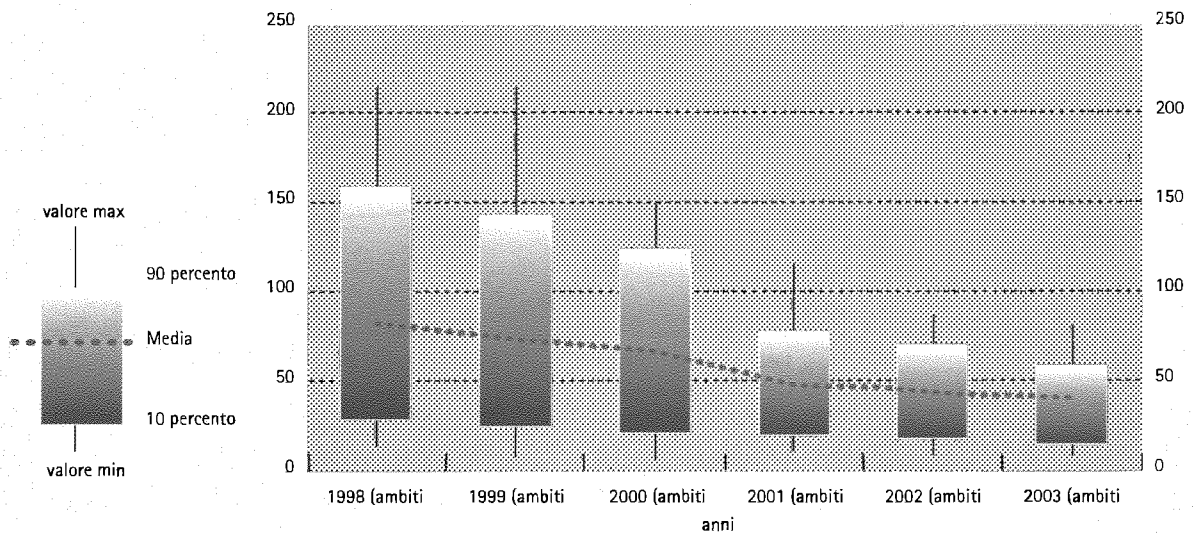


FIG. 6.4 **DISTRIBUZIONE DELL'INDICATORE DI RIFERIMENTO NEGLI AMBITI AD ALTA CONCENTRAZIONE**

Valori annuali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



abitanti, Fig. 6.4); da 344 a 139 minuti persi per gli ambiti a media concentrazione (comuni con popolazione compresa tra 5 000 e 50 000 abitanti); da 485 a 227 minuti persi per gli ambiti a bassa concentrazione (comuni con meno di 5 000 abitanti).

L'Autorità rende disponibile un servizio di interrogazione *on line* dei dati di continuità del servizio sul proprio sito Internet, con disaggregazioni per impresa, per regione e provincia, per tipo di interruzioni.

TAV. 6.1 **NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE PER REGIONE**

Valori annuali medi regionali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali, esclusi i distacchi programmati del 26 giugno e il *blackout* del 28 settembre 2003

	2002	2003
Piemonte	2,76	2,34
Valle d'Aosta	1,50	1,27
Liguria	2,79	2,18
Lombardia	1,63	1,63
Trentino Alto Adige	2,58	4,16
Veneto	2,08	1,73
Friuli Venezia Giulia	1,65	1,76
Emilia Romagna	1,53	1,95
Toscana	2,79	2,57
Marche	2,28	2,16
Umbria	2,42	2,28
Lazio	3,27	2,98
Abruzzo	2,87	3,13
Molise	2,88	4,05
Campania	4,11	4,32
Puglia	3,93	3,22
Basilicata	3,82	4,68
Calabria	5,70	5,40
Sicilia	4,42	4,74
Sardegna	4,06	4,93
NORD	2,01	1,95
CENTRO	2,93	2,69
SUD	4,20	4,30
ITALIA	**2,93**	**2,89**

TAV. 6.2 **DURATA DELLE INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE PER REGIONE**

Valori annuali medi regionali, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali, esclusi i distacchi programmati del 26 giugno e il *blackout* del 28 settembre 2003

	2002		2003			
	DURATA CUMULATA NETTA	DURATA CUMULATA TOTALE	DURATA CUMULATA NETTA	DURATA CUMULATA TOTALE	DISTACCHI PROGRAMMATI	BLACKOUT
Piemonte	102,68	147,48	62,66	101,80	24,08	176,29
Valle d'Aosta	37,25	62,05	59,58	71,43	4,81	189,13
Liguria	82,80	97,30	52,21	68,42	29,37	193,66
Lombardia	47,86	77,78	38,58	66,53	21,96	166,70
Trentino Alto Adige	50,58	130,51	86,24	223,62	20,67	208,10
Veneto	60,41	87,12	46,94	71,72	17,59	244,80
Friuli Venezia Giulia	54,22	76,37	58,66	115,02	16,50	198,45
Emilia Romagna	47,84	59,29	48,60	64,40	24,65	304,94
Toscana	81,51	100,83	65,25	87,36	20,96	368,53
Marche	74,41	82,37	64,82	77,33	21,17	689,32
Umbria	62,53	75,57	54,13	75,27	18,42	636,48
Lazio	108,31	130,03	88,19	110,34	17,00	658,79
Abruzzo	96,28	105,42	133,78	164,82	24,29	737,32
Molise	85,04	92,20	122,63	256,14	20,10	677,60
Campania	140,67	159,44	139,06	191,14	23,69	621,51
Puglia	174,31	202,03	105,93	179,06	35,51	694,67
Basilicata	164,39	178,29	209,62	337,95	40,64	647,98
Calabria	190,36	212,38	137,25	196,34	22,37	438,27
Sicilia	139,70	258,48	142,86	224,62	36,78	806,18
Sardegna	145,73	163,83	162,17	190,03	24,20	0,00
NORD	62,64	91,56	49,44	80,47	22,22	208,96
CENTRO	91,82	110,40	75,16	96,02	18,94	564,58
SUD	149,43	194,51	136,75	201,50	29,73	619,78
ITALIA	**97,75**	**130,06**	**83,99**	**124,34**	**24,10**	**418,32**

Qualità commerciale

A partire dall'1 luglio 2000 sono entrati in vigore gli standard di qualità commerciale definiti dall'Autorità. Lo scopo della regolazione della qualità commerciale è duplice: tutelare i clienti del mercato vincolato e del mercato libero, oltre che promuovere il miglioramento complessivo delle prestazioni eseguite dai soggetti esercenti i servizi di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica. Gli standard esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) richieste dai clienti.

Gli standard nazionali di qualità commerciale stabiliti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. Le imprese hanno la facoltà di definire propri standard, solo se migliorativi, o ulteriori, rispetto a quelli imposti dall'Autorità. Con l'introduzione della regolazione della qualità commerciale, l'Autorità ha modificato il regime precedente della Carta dei servizi, che aveva dimostrato di non produrre adeguati effetti di garanzia per i clienti sia perché gli standard delle Carte dei servizi erano definiti dalle stesse imprese distributrici, risultando in genere attestati su livelli prudenziali e non aggiornati periodicamente, sia perché gli esercenti potevano delineare procedure di rimborso su richiesta dei clienti interessati, che in genere non erano note o comunque scoraggiavano i clienti aventi diritto al rimborso.

Con l'introduzione degli indennizzi automatici e con i nuovi standard definiti dall'Autorità il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard è nettamente cresciuto in confronto al regime precedente della Carta dei servizi (Tav. 6.3).

I dati forniti dagli esercenti indicano che nel corso del 2003 sono stati erogati circa 79 000 indennizzi ai clienti, con un aumento rispetto allo scorso anno che è prevalentemente dovuto al pagamento nel 2003 di rimborsi per casi di mancato rispetto degli standard risalenti al 2002. Il numero dei casi di mancato rispetto

TAV. 6.3 **CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DI QUALITÀ COMMERCIALE E NUMERO DI RIMBORSI PAGATI DALLE IMPRESE ELETTRICHE**

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali dall'1 luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE			
	1997	1998	1999 II SEM.	2000	2001	2002	2003
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	6 099	4 167	8 418	7 902	25 650	61 881	67 344
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4 771	12 437	52 229	79 072

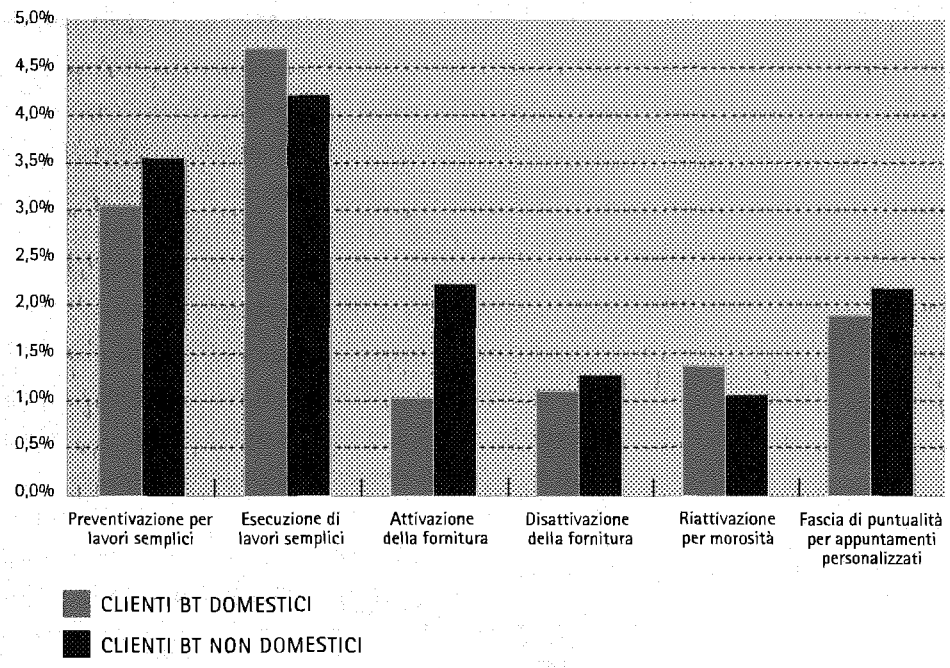
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

degli standard specifici di qualità è ancora in lieve crescita, dopo alcuni anni di messa a regime della regolazione. Le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale sono sempre inferiori al 5 per cento, in alcuni casi (riattivazioni per morosità e disattivazioni) anche al 2 per cento (Fig. 6.5).

Il valore degli indennizzi automatici è differenziato in relazione alla tipologia di utenza; esso è inoltre raddoppiato se non viene pagato entro tre mesi, e quintuplicato oltre i sei mesi. L'analisi degli indennizzi pagati per tipologia di utenza dimostra che nel corso del 2003 gli esercenti non sono riusciti a erogare gli indennizzi

FIG. 6.5 **PERCENTUALE DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE NEL 2003**

EnelDistribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



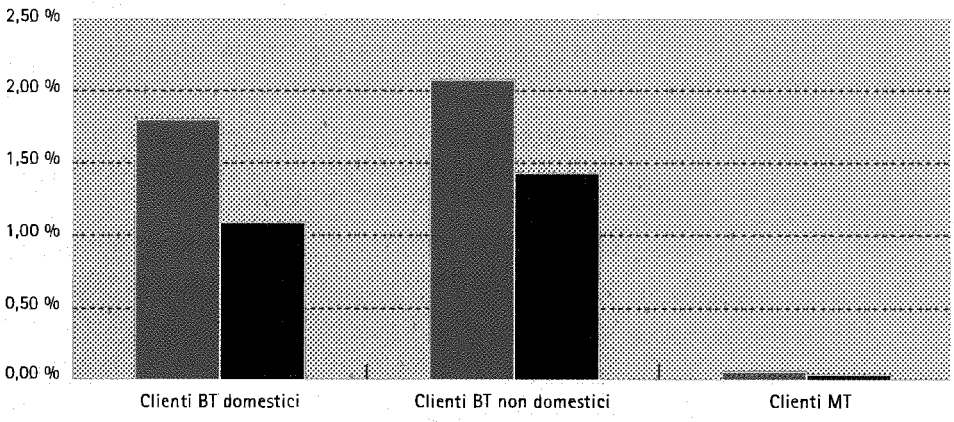
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

entro il termine dei tre mesi, dal momento che il rimborso medio pagato risulta maggiore dell'ammontare previsto in caso di pagamento entro tre mesi (Fig. 6.6).

Per alcune prestazioni l'Autorità non ha ritenuto opportuno determinare standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse ha invece individuato standard generali di qualità che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Gli obiettivi imposti con questi standard generali risultano ottenuti nella maggior parte dei casi; tuttavia, nel 2003, gli standard generali non sono stati raggiunti per quanto riguarda le rettifiche di fatturazione e le richieste di verifica della tensione di fornitura (Fig. 6.7).

FIG. 6.6 **PAGAMENTO DEI RIMBORSI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE NEL 2003**

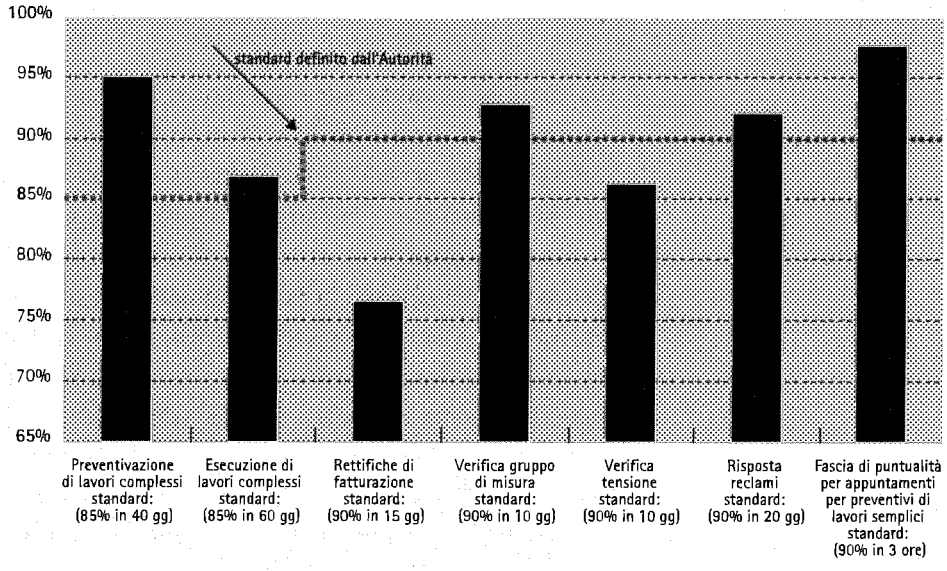
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 6.7 **PERCENTUALE DI RISPETTO DEGLI STANDARD GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE NEL 2003**

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali

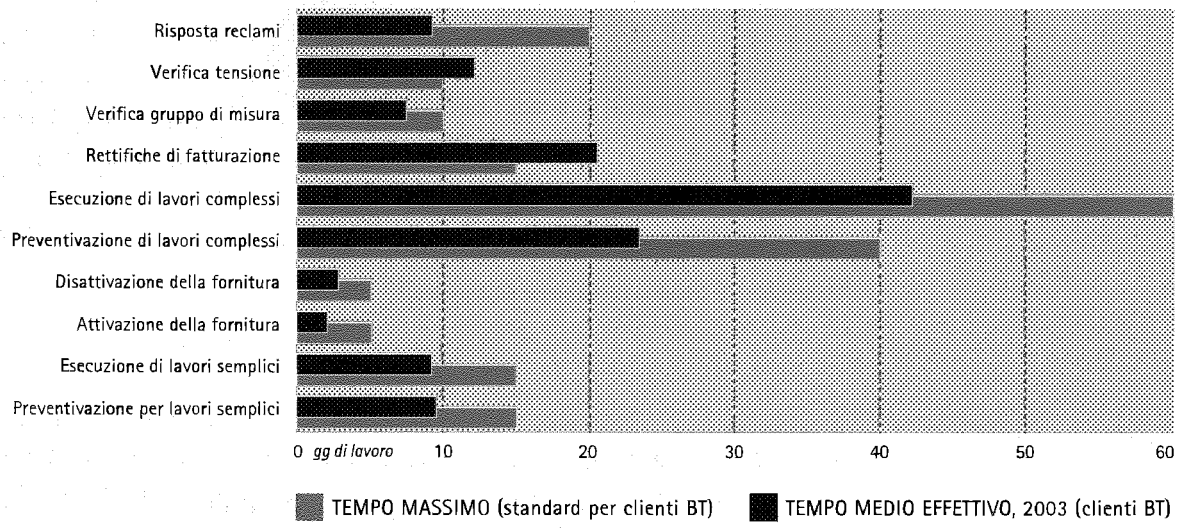


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo. Per molte esso risulta in genere pari a circa i 2/3 del tempo massimo stabilito dall'Autorità; per le rettifiche di fatturazione e le verifiche di tensione, tuttavia, nel 2003 si registrano tempi medi effettivi superiori ai tempi massimi definiti dall'Autorità (Fig. 6.8).

FIG. 6.8 **CONFRONTO DEL TEMPO EFFETTIVO MEDIO E STANDARD DEFINITO DALL'AUTORITÀ PER TUTTE LE PRESTAZIONI DI QUALITÀ COMMERCIALE PER CLIENTI IN BASSA TENSIONE**

Anno 2003, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5 000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Premi e penalità per la qualità del servizio elettrico

L'attività di controllo sulla qualità del servizio elettrico si è focalizzata sulla continuità del servizio nell'ambito del procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità a essa legati. La regolazione della qualità del servizio prevede infatti che le imprese distributrici ricevano un riconoscimento di costo in caso di miglioramenti della qualità superiori a quanto richiesto dai livelli tendenziali, e una penalità in caso contrario; non si dà luogo né a penalità né a riconoscimento di costi se il livello effettivo biennale di continuità risulta in una fascia di franchigia del più o meno 5 per cento rispetto al livello tendenziale.

Sulla base delle risultanze dei controlli effettuati l'Autorità, con la delibera 4 dicembre 2003, n. 140, ha disposto sia riconoscimenti di costo complessivi per 104 milioni di euro per 183 ambiti territoriali (su 312) che nel 2002 avevano registrato un livello effettivo di qualità migliore dei livelli tendenziali assegnati (il valore di 104 milioni di euro è un saldo algebrico con le penalità pari a 32

milioni di euro in 57 ambiti in cui il livello effettivo è peggiore del livello tendenziale assegnato), sia riconoscimenti di costo complessivi per 10,4 milioni di euro per 26 ambiti territoriali che hanno mantenuto nel 2002 un livello effettivo di qualità migliore o uguale dei livelli nazionali di riferimento.

Inoltre, con il provvedimento sono state approvate in via preliminare le istanze presentate per l'anno 2003 da 12 imprese distributrici per le quali risulta che nel 2002 il livello effettivo dell'indicatore di riferimento di continuità era migliore o uguale ai livelli nazionali di riferimento. Tali istanze per l'anno 2003 sono soggette alla verifica del mantenimento, per tutti i 12 mesi, di livelli effettivi di continuità migliore o uguale a quelli nazionali di riferimento.

L'impatto tariffario di 115 milioni di euro per i miglioramenti di qualità nel 2003 è assorbito dalla giacenza del Conto oneri per i recuperi di continuità del servizio, gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla quota, destinata ai recuperi di continuità, delle tariffe 2003, come stabilito dall'Autorità con la delibera 1 agosto 2002, n. 152.

Rilevazione della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico

Nel corso del periodo 1998-2003 l'Istat, per conto dell'Autorità e all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie *Aspetti della vita quotidiana*, ha svolto specifiche ricerche volte a rilevare la soddisfazione dei clienti finali sull'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza dei due servizi è complessivamente buono; all'interno di un livello di soddisfazione mediamente alto si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico (Tav. 6.4).

TAV. 6.4 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO ELETTRICO**

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Nord Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2
Nord Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2
Italia	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2003.

La soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica è legata fortemente alla continuità del servizio e cioè alla mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti (Tav. 6.5): da un'analisi storica dei dati e dal confronto con i livelli effettivi di continuità registrati si rileva che, a fronte della diminuzione delle interruzioni, aumenta la soddisfazione degli utenti (diminuisce la percentuale di utenti insoddisfatti). Sul calo registrato nel 2003 hanno influito, almeno in parte, i gravi episodi di interruzione del servizio dovuti ai distacchi programmati di giugno e al *blackout* di settembre.

TAV. 6.5 **SODDISFAZIONE PER LA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO**

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Nord Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1
Nord Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4
Italia	**90,8**	**91,1**	**91,2**	**92,0**	**92,5**	**91,1**

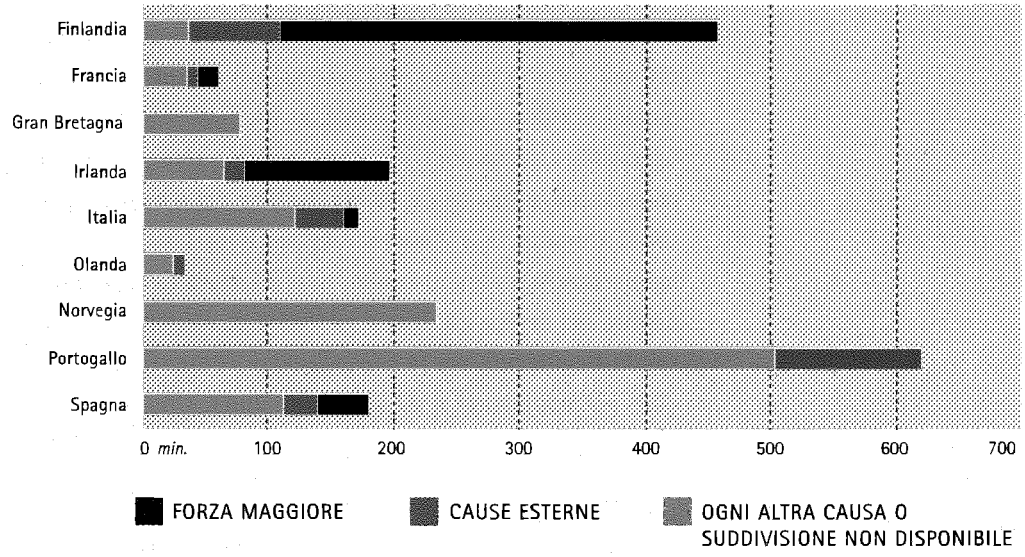
Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2003.

Attività di benchmarking internazionale

L'attività svolta sulla qualità del servizio elettrico nel corso del 2003 include anche la conclusione dei lavori di comparazione internazionale nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro CEER dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico. Al gruppo di lavoro (WG QoS) partecipano i responsabili della regolazione della qualità del servizio elettrico nei principali paesi membri dell'Unione europea aderenti al CEER, più la Norvegia; i lavori del WG QoS sono presieduti da un rappresentante italiano.

Il WG QoS ha completato il rapporto di *benchmarking* sulla qualità del servizio pubblicato dal CEER (*Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, September 2003*); il rapporto finale è disponibile per la consultazione sui siti Internet del CEER e dell'Autorità. Si tratta di uno studio di comparazione e analisi degli standard utilizzati per regolare la qualità commerciale. Lo studio include un confronto analitico dei livelli di continuità di nove paesi europei. Il lavoro ha evidenziato una realtà articolata sia per quanto riguarda l'approccio regola-

FIG. 6.9 **MINUTI PERSI PER CLIENTE DOVUTI A INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE NEL 2001**



Fonte: CEER Working Group on Quality of Electricity Supply, Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, September 2003.

torio relativamente alla qualità commerciale sia per quanto riguarda i livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione della continuità del servizio.
Rispetto alla continuità, Francia, Regno Unito e Paesi Bassi (ma in quest'ultimo paese le condizioni orografiche sono molto peculiari) registrano livelli di durata media di interruzione per cliente inferiori ai 100 minuti persi per cliente all'anno (tutte le cause), mentre l'Italia si posiziona in un secondo gruppo di paesi (che comprende anche Norvegia, Irlanda e Spagna) con valori intorno ai 200 minuti persi per cliente all'anno (Fig. 6.9); permangono consistenti differenze tra i paesi in termini di modalità di imputazione delle interruzioni alla diverse cause (analisi delle responsabilità) che ostacolano una piena comprensione delle comparazioni.

Attività di regolazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica: il periodo di regolazione 2004-2007

Nel corso dell'anno 2003 è stato avviato il procedimento sulla definizione della regolazione della qualità del servizio elettrico per il secondo periodo regolatorio. Il procedimento si è concluso nel 2004 con l'adozione delle delibera 30 gennaio 2004, n. 4, con cui è stato approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi

di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007.

Tre sono state le fasi di consultazione in cui si è articolato il processo. Un primo Documento per la consultazione è stato approvato e diffuso ai soggetti interessati nel mese di giugno; nel successivo mese di luglio si sono svolti sia incontri tecnici per illustrare le proposte ai soggetti interessati sia audizioni speciali di operatori, associazioni dei consumatori, sindacati, ambientalisti e organismi tecnici sulle proposte per la regolazione della qualità nel nuovo periodo regolatorio. Durante le audizioni e la consultazione, numerosi soggetti interessati hanno ravvisato l'opportunità, dati gli aspetti complessi della regolazione della qualità dei servizi elettrici e la novità di alcune proposte, di diffondere un secondo Documento per la consultazione contenente proposte di maggiore dettaglio, poi pubblicato il 27 novembre 2003. Un terzo Documento contenente le proposte finali dell'Autorità è stato diffuso nel mese di gennaio 2004, in considerazione dei nuovi elementi di valutazione emersi attraverso le osservazioni formulate in relazione alle due precedenti fasi di consultazione. Nel mese di gennaio 2004 si sono anche tenute audizioni speciali sul tema della qualità, prima della definizione del provvedimento finale.

Le proposte dell'Autorità sono state elaborate sulla base delle esigenze derivanti dall'evoluzione dei processi di liberalizzazione in atto nel settore dell'energia elettrica e dall'esperienza di attuazione della regolazione della continuità del servizio e della qualità commerciale.

Continuità del servizio

Il provvedimento persegue l'obiettivo di confermare e rafforzare l'attuale regolazione della durata delle interruzioni, a fronte del permanere di situazioni locali con livelli di continuità del servizio molto lontani dalla media nazionale, nonché della perdurante arretratezza del livello medio nazionale di continuità del servizio rispetto ai principali paesi membri dell'Unione europea. È stata confermata la regolazione della durata delle interruzioni basata sulla determinazione *ex ante* di obiettivi annuali fissati dall'Autorità e sulla verifica *ex post* dei risultati ottenuti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica al fine di deliberare gli incentivi e le penalità collegati ai miglioramenti aggiuntivi e ai peggioramenti rispetto agli obiettivi. Per accelerare al massimo l'evoluzione positiva nelle aree dove il servizio è peggiore, è stato introdotto un nuovo metodo di determinazione degli obiettivi. A fronte dei livelli tariffari, infatti, l'Autorità prevede l'obbligo per tutti gli ambiti territoriali ad alta, media e bassa densità abitativa, di raggiungere gli stessi livelli di qualità, definiti "livelli obiettivo", entro tre periodi di regolazione. Si è inoltre modificato il meccanismo di determinazione degli incentivi da riconoscere alle imprese di distribu-

zione dell'energia elettrica in caso di miglioramento ulteriore rispetto agli obiettivi, rendendolo coerente con la *willingness to pay* dei clienti e particolarmente attraente per quanto riguarda gli investimenti da effettuarsi nelle zone economicamente meno sviluppate del paese.

È stato proposto un regime facoltativo di regolazione della durata delle interruzioni derivanti da danni causati da terzi, a decorrere dal 2005, che potrebbe comportare, oltre a un ulteriore miglioramento della continuità del servizio, una più rapida convergenza verso gli obiettivi indicati nel provvedimento.

La regolazione della durata delle interruzioni è stata affiancata dalle nuove disposizioni riguardanti il numero massimo di interruzioni per i clienti di maggiore dimensione. Esse perseguono un duplice scopo: tutelare i clienti peggio serviti, attraverso un meccanismo di indennizzo automatico nel caso di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità (Tav. 6.6); fornire uno stimolo alle imprese distributrici a effettuare investimenti finalizzati all'abbassamento del numero di interruzioni, che potrebbero non essere realizzati in presenza del solo schema regolatorio orientato alla riduzione della durata delle interruzioni. Gli standard stabiliti dall'Autorità individuano, su scala nazionale, circa il 10 per cento dei clienti serviti con un numero annuo di interruzioni subite maggiore dello standard, indipendentemente dal livello della tensione di alimentazione e dalla potenza contrattuale, in gran parte concentrati nel Sud del paese. La regolazione del numero di interruzioni, innovativa a livello europeo, decorrerà dal 2006 sia per i clienti alimentati in alta tensione, sia per quelli alimentati in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW e sarà gradualmente estesa a tutti i clienti alimentati in media tensione. Il principale effetto atteso è una sensibile riduzione del numero di interruzioni subite dai clienti di maggiori dimensioni cui corrisponde una riduzione del numero di clienti peggio serviti.

TAV. 6.6 **VALORI DEGLI STANDARD SPECIFICI DI CONTINUITÀ PER I CLIENTI DI MAGGIORE DIMENSIONE**

TIPOLOGIA DI CLIENTI DI MAGGIORE DIMENSIONE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE ALL'ANNO(A)
Clienti alimentati in alta tensione	1
Clienti alimentati in media tensione in alta densità abitativa	3
Clienti alimentati in media tensione in media densità abitativa	4
Clienti alimentati in media tensione in bassa densità abitativa	5

(A) Sono escluse le interruzioni con preavviso, le interruzioni con origine sulla rete di trasmissione nazionale, i *blackout*, i distacchi programmati del carico, le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore e a cause esterne, oltre che le interruzioni con origine sulla rete di alta tensione per i clienti alimentati in media tensione.

Tra gli effetti derivanti dalla progressiva liberalizzazione del mercato elettrico si registra una sempre maggiore attenzione dei clienti alla qualità del servizio. Per consentire loro di esprimere necessità individuali, sono state identificate iniziative di mercato (contratti per la qualità) che permettono alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e ai clienti maggiori consumatori di energia di concordare, su base contrattuale, livelli di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. I contratti per la qualità possono essere estesi anche ai parametri di qualità della tensione di alimentazione individuati dalla norma CEI EN50160, attualmente non soggetti ad alcuna forma di regolazione.

Qualità commerciale

L'Autorità ha rafforzato il livello di tutela dei consumatori attraverso l'introduzione di nuovi standard e ha introdotto, nello stesso tempo, regole mirate a semplificare e razionalizzare la regolazione della qualità commerciale.

In relazione al rafforzamento della tutela dei consumatori, la regolazione della qualità commerciale è stata estesa anche agli esercenti con numero di clienti finali compreso tra 1 000 e 5 000. È stato modificato lo standard relativo alla rettifica di fatturazione di importo già pagato dal cliente e fatturato in modo erroneo dall'esercente il servizio di vendita, dal momento che, per come era stato inizialmente concepito, l'esercente avrebbe potuto non restituire la somma senza compromettere il valore dell'indicatore di prestazione da confrontare con lo standard. È stato introdotto un nuovo standard relativo al tempo massimo di ripristino della fornitura per guasto del gruppo di misura. Ogni anno si verificano infatti più di 100 000 interruzioni di questa natura che interessano un solo cliente e rimangono escluse dal computo degli indicatori di continuità del servizio. È stato ridotto da 10 a 5 giorni lo standard relativo all'attivazione della fornitura per i clienti alimentati in media tensione. È stata inoltre avviata una fase di monitoraggio della qualità dei servizi telefonici con l'obiettivo di aumentare il grado di tutela dei consumatori attraverso la successiva introduzione di nuovi standard di qualità.

Con riferimento alla semplificazione e alla razionalizzazione della regolazione della qualità commerciale, gli esercenti con meno di 1 000 clienti finali sono stati esonerati per via degli elevati costi di attuazione, superiori ai benefici ottenibili per effetto della stessa regolazione. Riguardo alla preventivazione ed esecuzione dei lavori si è previsto un percorso semplificato per i lavori che prevedono importi predeterminati dalla attuale regolamentazione dei contributi di allacciamento. È stata inoltre semplificata la regolazione della puntualità agli appuntamenti che, nel periodo 2000-2003, si è riferita solo agli "appuntamenti personalizzati" tra le imprese e i clienti o altri soggetti che richiedono le prestazioni. Si tratta degli appuntamenti fissati su richiesta del cliente che, per propri

TAV. 6.7 **PRESTAZIONI COMMERCIALI REGOLATE DA STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ NEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2004-2007**

Tempi massimi per i clienti alimentati in bassa tensione

PRESTAZIONI COMMERCIALI	SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE	SERVIZIO DI MISURA	SERVIZIO DI VENDITA
Tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di bassa tensione	20 gg. lavorativi		
Tempo di esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi		
Tempo di attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi		
Tempo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente	5 gg. lavorativi		
Tempo di riattivazione della fornitura per cessata morosità	1 g. feriale		
Fascia di puntualità per gli appuntamenti con i richiedenti		3 ore	
Tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura		3 ore (A) 4 ore (B)	
Tempo di rettifica di fatturazione			90 gg. solari

(A) Richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 8.00 alle ore 18.00.
(B) Richieste pervenute nei giorni non lavorativi o nei giorni lavorativi dalle ore 18.00 alle ore 8.00.

TAV. 6.8 **PRESTAZIONI COMMERCIALI REGOLATE DA STANDARD GENERALI DI QUALITÀ NEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2004-2007**

Tempi massimi e percentuali minime di richieste per clienti alimentati in bassa tensione

PRESTAZIONI COMMERCIALI	SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE	SERVIZIO DI MISURA	SERVIZIO DI VENDITA
Tempo di esecuzione lavori complessi	85% entro 60 gg. lavorativi		
Tempo per la verifica della tensione di fornitura	90% entro 10 gg. lavorativi		
Tempo di risposta motivata ai reclami e richieste di informazione scritte	90% entro 20 gg. lavorativi	90% entro 20 gg. lavorativi	90% entro 20 gg. lavorativi
Numero annuo di letture e autoletture per cliente finale		95% almeno una volta all'anno	
Tempo per l'effettuazione della verifica del gruppo di misura		90% entro 10 gg. lavorativi	
Qualità dei servizi telefonici			Monitoraggio avviato dal II semestre 2004

motivi, abbia necessità di eseguire la prestazione richiesta in tempi più lunghi rispetto a quelli previsti dagli standard specifici fissati dall'Autorità.
Le prestazioni commerciali sono state suddivise per servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per tenere conto della separazione societaria delle attività derivante dalla progressiva liberalizzazione dei mercati (Tavv. 6.7 e 6.8).
Con riguardo agli indennizzi automatici dovuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici, è stato aggiornato il loro ammontare: 30 € per clienti alimentati in bassa tensione per usi domestici, 60 € per clienti alimentati in bassa tensione per usi non domestici, 120 € per clienti alimentati in media tensione.
L'Autorità, infine, ha introdotto una norma che prevede come, nel caso di richieste avanzate agli esercenti da clienti grossisti per conto dei clienti finali del mercato libero, gli indennizzi automatici siano destinati dall'esercente al cliente grossista.

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ NEL SETTORE DEL GAS

Il 2003 è stato caratterizzato dal proseguimento delle attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali al fine di valutare l'adozione e l'attuazione da parte degli esercenti dei provvedimenti emanati dall'Autorità in materia sia di qualità commerciale (delibera 2 marzo 2000, n. 47), sia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas (delibera 28 dicembre 2000, n. 236).
L'attività di regolazione si è concentrata in particolare sull'emanazione di norme in materia di sicurezza a valle del punto di consegna: il provvedimento relativo all'assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali (delibera 12 dicembre 2003, n. 152) e il regolamento che disciplina le attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas (delibera 18 marzo 2004, n. 40).
Nel corso del 2003 sono inoltre proseguiti i contatti tra l'Autorità, gli enti di normazione e le associazioni tecniche di settore al fine di favorire il completamento della pubblicazione delle *Linee guida* necessarie per la piena attuazione della delibera n. 236/00.
L'Autorità ritiene che la regolazione della qualità dei servizi gas nel suo complesso abbia prodotto benefici per i clienti finali e favorito il miglioramento della qualità del servizio reso dalle imprese del settore. In particolare, la definizione di obblighi di servizio relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione e l'imposizione di indennizzi automatici a favore dei clienti fi-

nali in caso di mancato rispetto degli standard garantiti di qualità commerciale si sono rivelati particolarmente efficaci.

I principali effetti della regolazione della qualità del servizio gas sono illustrati nel paragrafo successivo, mentre le principali attività di regolazione svolte sono indicate nel paragrafo sull'attività di regolazione della sicurezza a valle del punto di consegna.

Indicatori di qualità del servizio gas

Sicurezza e continuità del servizio

La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione del gas, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria, dalla riduzione delle fughe di gas attraverso l'ispezione delle rete di distribuzione e la protezione catodica delle reti in acciaio, dal servizio di pronto intervento 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 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.

L'Autorità, con la delibera n. 236/00, ha definito standard obbligatori e generali nonché obblighi di servizio, di registrazione e di comunicazione per la sicurezza e la continuità della distribuzione del gas.

In particolare il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e controlli, fissando i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori al riguardo. L'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale misurare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La pubblicazione comparativa dei dati di sicurezza e continuità per i singoli distributori stimola questi ultimi al miglioramento dei propri livelli effettivi in materia.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.) e incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito; la direttiva dell'Autorità introduce anche l'obbligo di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (CIG) ogni emergenza o incidente da gas che lo abbia coinvolto.

Il dispiegamento della regolazione è stato graduale e precisamente:

- per tutte le imprese di distribuzione, a partire dal 2001, sono decorsi gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente finale;
- per ogni impresa distributrice con più di 5000 clienti finali (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 clienti finali allacciati):
  - dall'1 luglio 2001 è decorso l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata;
  - dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo del rispetto integrale della regolazione della sicurezza e della continuità introdotta dall'Autorità.

I dati sulla qualità tecnica del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane a clienti finali per usi civili sono pubblicati dall'Autorità a cadenza annuale a partire da quelli comunicati dagli esercenti.
A partire dal 2003 gli esercenti con più di 5000 clienti finali allacciati hanno l'obbligo di comunicare all'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas. Gli esercenti con un numero di clienti finali allacciati minore o uguale a 5000 hanno l'obbligo di invio dei soli dati relativi alle chiamate di pronto intervento. L'Autorità, per favorire la tempestività nella comunicazione dei dati e facilitare il suo compito di vigilanza, ha predisposto un sistema per l'invio telematico dei dati con l'accreditamento diretto di ogni esercente tramite Internet.
Sulla base dei dati comunicati dagli esercenti per il 2002 e il 2003 si può affermare che l'introduzione della delibera n. 236/00 ha comportato:

- l'aumento significativo delle reti sottoposte a ispezione programmata e l'utilizzo di una metodologia di localizzazione delle dispersioni, a seguito sia di ispezioni programmate sia di segnalazione di terzi, omogenea tra la maggior parte dei distributori;
- la sensibilizzazione dei distributori sulle attività di controllo dell'odorizzazione del gas e dello stato di protezione catodica delle reti in acciaio;
- la definizione di nuovi obblighi di pronto intervento e in generale l'individuazione della rilevanza di tale servizio quale crocevia di tutte le attività rilevanti ai fini della sicurezza nella distribuzione di gas;
- l'effettuazione della misura della continuità del servizio;
- in generale, la definizione di *Linee guida* nazionali per la corretta e omogenea effettuazione delle principali attività di sicurezza.

La tavola 6.9 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2003 relative ai grandi esercenti.
Le tavole 6.10 e 6.11 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2003 relative ai grandi distributori.

TAV. 6.9 PRONTO INTERVENTO DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2003

ESERCENTE	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE			A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		
	CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1 000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1 000 CLIENTI FINALI	TOTALE CASI
Società italiana per il gas	4 374 398	66 485	15,2	7 181	1,6	73 666
Camuzzi Gazometri	964 384	14 173	14,7	1 717	1,8	15 890
Aem Distribuzione Gas e Calore	837 327	15 478	18,5	397	0,5	15 875
HERA	702 513	9 159	13,0	1 002	1,4	10 161
Napoletana Gas	621 110	10 962	17,6	175	0,3	11 137
Enel Distribuzione Gas	551 688	6 570	11,9	811	1,5	7 381
Italcogim Reti	525 542	7 492	14,3	584	1,1	8 076
Azienda Energia e Servizi	453 899	7 352	16,2	284	0,6	7 636
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	321 496	5 514	17,2	18	0,1	5 532
Fiorentina Gas	314 654	6 225	19,8	376	1,2	6 601
Ascopiave	284 429	2 039	7,2	324	1,1	2 363
GEAD	272 398	6 206	22,8	331	1,2	6 537
Siciliana Gas	204 839	3 528	17,2	342	1,7	3 870
AGAC	197 245	2 811	14,3	132	0,7	2 943
Cogas	171 259	748	4,4	11	0,1	759
Asm Brescia	159 529	1 161	7,3	839	5,3	2 000
Consiag Reti	156 162	1 328	8,5	548	3,5	1 876
AGES	147 439	2 273	15,4	294	2,0	2 567
AMPS	146 334	1 977	13,5	132	0,9	2 109
SGR Reti	143 428	1 120	7,8	204	1,4	1 324
META Rete Gas	141 873	1 649	11,6	231	1,6	1 880
Azienda Padova Servizi	136 666	1 287	9,4	87	0,6	1 374
AGSM Rete Gas	128 048	2 696	21,1	628	4,9	3 324
AMG Energia	124 100	5 499	44,3	718	5,8	6 217
Acegas	114 314	938	8,2	524	4,6	1 462
Trentino Servizi	106 137	241	2,3	62	0,6	303
Azienda Municipale del Gas Bari	106 096	1 326	12,5	-	0,0	1 326
Totale	**12 407 307**	**186 237**	**15,0**	**17 952**	**1,4**	**204 189**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.10 **RETE ISPEZIONATA DAI GRANDI ESERCENTI NEL 2003**

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA O MEDIA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società italiana per il gas	22 045	6 134	27,8	15 160	4 622	30,5
Camuzzi Gazometri	8 098	3 231	39,9	3 351	1 740	51,9
Aem Distribuzione Gas e Calore	2 435	1 848	75,9	490	490	100,0
HERA	2 943	1 240	42,1	5 104	2 128	41,7
Napoletana Gas	3 245	967	29,8	723	279	38,5
Enel Distribuzione Gas	4 692	2 147	45,8	2.593	1 286	49,6
Italcogim Reti	3 523	2 094	59,4	2.234	2 169	97,1
Azienda Energia e Servizi	1 121	311	27,8	172	64	37,4
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1 177	355	30,2	393	150	38,3
Fiorentina Gas	1 181	557	47,2	1 234	651	52,7
Ascopiave	4 087	1 475	36,1	1 907	715	37,5
GEAD	1 867	841	45,1	3 412	1 849	54,2
Siciliana Gas	1 548	353	22,8	868	294	33,8
AGAC	1 856	628	33,8	1 174	409	34,8
Cogas	1 033	253	24,5	938	324	34,5
Asm Brescia	1 247	922	73,9	404	228	56,4
Consiag Reti	814	367	45,1	371	104	28,2
AGES	1 449	895	61,8	662	697	105,2
AMPS	347	212	61,0	670	415	61,9
SGR Reti	1 156	358	30,9	1 285	415	32,3
META Rete Gas	817	221	27,0	796	271	31,1
Azienda Padova Servizi	1 001	539	53,8	248	174	70,1
AGSM Rete Gas	814	501	61,5	288	147	51,2
AMG Energia	486	486	100,0	175	184	105,4
Acegas	625	149	23,9	119	40	33,8
Trentino Servizi	946	346	36,6	365	123	33,7
Azienda Municipale del Gas Bari	313	124	39,5	80	77	69,9
Totale	**70 866**	**27 552**	**38,9**	**45 217**	**20 048**	**44,3**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.11 **INDIVIDUAZIONE DI DISPERSIONI NELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2003**

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (km)	NUMERO DISPERSIONI DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI PER km RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI SEGNALATE DA TERZI	NUMERO DISPERSIONI PER km DA SEGNALAZIONE DI TERZI
Società italiana per il gas	8,51	10 756	1 322	0,12	26 588	0,71
Camuzzi Gazometri	11,87	4 971	162	0,03	6 623	0,58
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,49	2 338	3 263	1,40	9 143	3,13
HERA	11,45	3 369	59	0,02	5 121	0,64
Napoletana Gas	6,39	1 246	88	0,07	5 906	1,49
Enel Distribuzione Gas	13,20	3 433	62	0,02	2 428	0,33
Italcogim Reti	10,95	4 263	85	0,02	3 156	0,55
Azienda Energia e Servizi	2,85	375	17	0,05	4 780	3,70
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	4,88	505	780	1,54	4 265	2,72
Fiorentina Gas	7,68	1 208	79	0,07	3 088	1,28
Ascopiave	21,07	2 190	46	0,02	695	0,12
GEAD	19,38	2 690	161	0,06	3 542	0,67
Siciliana Gas	11,80	647	2	0,00	1 719	0,71
AGAC	15,36	1 037	23	0,02	1 284	0,42
Cogas	11,51	576	25	0,04	638	0,32
Asm Brescia	10,35	1 150	100	0,09	752	0,46
Consiag Reti	7,59	472	41	0,09	579	0,49
AGES	14,32	1 592	68	0,04	652	0,31
AMPS	6,95	626	38	0,06	1 062	1,04
SGR Reti	17,02	773	29	0,04	666	0,27
META Rete Gas	11,37	492	56	0,11	840	0,52
Azienda Padova Servizi	9,14	713	14	0,02	354	0,28
AGSM Rete Gas	8,61	648	44	0,07	733	0,67
AMG Energia	5,33	670	34	0,05	4 066	6,15
Acegas	6,52	190	76	0,40	580	0,78
Trentino Servizi	12,35	469	1	0,00	106	0,08
Azienda Municipale del Gas Bari	3,70	201	19	0,09	613	1,56
Totale	**9,36**	**47 600**	**6 694**	**0,14**	**89 979**	**0,78**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.12 **PROTEZIONE CATODICA DELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2003**
km e valori percentuali

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società italiana per il gas	37 205	30 894,5	30 894,4	0,2	100,0
Camuzzi Gazometri	11 449	10 875,4	10 638,0	237,4	97,8
Aem Distribuzione Gas e Calore	2 925	1 057,2	650,6	406,6	61,5
HERA	8 047	6 609,1	6 566,6	42,5	99,4
Napoletana Gas	3 968	3 003,9	3 003,9	0,0	100,0
Enel Distribuzione Gas	7 285	6 987,0	6 967,0	20,0	99,7
Italcogim Reti	5 757	5 549,5	5 549,5	0,0	100,0
Azienda Energia e Servizi	1 293	518,5	518,5	0,0	100,0
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1 569	451,4	50,1	401,3	11,1
Fiorentina Gas	2 415	1 637,6	1 552,6	85,0	94,8
Ascopiave	5 994	5 931,7	5 931,7	0,0	100,0
GEAD	5 279	5 174,9	4 903,9	271,0	94,8
Siciliana Gas	2 416	2 081,7	2 081,7	0,0	100,0
AGAC	3 030	2 905,7	2 905,7	0,0	100,0
Cogas	1 970	1 739,2	1 716,7	22,6	98,7
Asm Brescia	1 651	681,0	425,1	255,9	62,4
Consiag Reti	1 185	1 069,3	1 067,8	1,5	99,9
AGES	2 112	2 107,3	880,6	1226,7	41,8
AMPS	1 017	979,9	754,9	225,1	77,0
SGR Reti	2 441	2 428,7	2 428,7	0,0	100,0
META Rete Gas	1 613	1 374,9	1 374,9	0,0	100,0
Azienda Padova Servizi	1 250	76,8	53,9	22,9	70,2
AGSM Rete Gas	1 102	804,6	769,6	35,0	95,7
AMG Energia	661	171,8	171,8	0,0	100,0
Acegas	745	567,0	362,2	204,8	63,9
Trentino Servizi	1 311	2 278,0	1 278,0	0,0	100,0
Azienda Municipale del Gas Bari	393	390,1	212,2	177,9	54,4
Totale	**116 083**	**97 346,32**	**93 710,15**	**3 636,17**	**96,3**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

La tavola 6.12 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2003.

Completamento di norme e Linee guida

Nel corso del 2003, è stata rivolta particolare attenzione allo sviluppo delle *Linee guida* riguardo alle attività correlate alla sicurezza e alla continuità del servizio. Su impulso dell'Autorità, il CIG, l'APCE (Associazione per la protezione dalle corrosioni elettrolitiche) e l'ATIG (Associazione tecnica italiana del gas) hanno redatto le *Linee guida* necessarie all'applicazione della delibera n. 236/00, ai sensi dell'art. 28 della stessa.

Le raccomandazioni contenute nelle *Linee guida* rappresentano le modalità obbligatorie per l'effettuazione delle attività regolate dalla delibera per gli aspetti di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas non coperti o non ancora sufficientemente regolati da norme tecniche nazionali o europee. Le *Linee guida* saranno periodicamente riviste e aggiornate per tenere conto dell'evoluzione tecnica e normativa nel loro campo di applicazione.

Qualità commerciale

A partire dall'1 gennaio 2001 sono in vigore gli standard di qualità commerciale definiti dall'Autorità. Lo scopo della regolazione della qualità commerciale è duplice: tutelare i clienti finali e promuovere il miglioramento complessivo delle prestazioni dei soggetti esercenti i servizi di distribuzione e di vendita del gas. Tali obiettivi sono raggiunti attraverso l'applicazione di standard di qualità, che definiscono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti finali o da altri soggetti che richiedono le prestazioni per conto dei clienti finali stessi (per esempio, il soggetto esercente la vendita nei confronti di un'impresa distributrice). La direttiva sulla qualità commerciale definita dall'Autorità ha regolato anche la puntualità nel rispetto degli appuntamenti fissati su richiesta del cliente, dando a quest'ultimo la possibilità di scegliere tra tempestività nell'effettuazione della prestazione richiesta e puntualità nell'appuntamento personalizzato fissato con l'esercente per la realizzazione dell'intervento.

L'Autorità ha introdotto indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard garantiti di qualità commerciale per causa dell'esercente, nonché standard generali e obblighi di registrazione e di comunicazione differenziati in funzione delle dimensioni dell'esercente.

Con l'introduzione della regolazione della qualità commerciale, l'Autorità ha modificato il regime precedente della Carta dei servizi, che aveva dimostrato di non produrre effetti adeguati di garanzia per i clienti; questo sia perché gli standard delle Carte dei servizi erano definiti dalle stesse imprese distributrici risultando in genere attestati su livelli prudenziali e non aggiornati periodica-

TAV. 6.13 **CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DI QUALITÀ COMMERCIALE E NUMERO DI RIMBORSI PAGATI DALLE IMPRESE DEL GAS**

Esercenti con più di 5 000 clienti finali

	CARTA DEI SERVIZI			DELIBERA N. 47/00 DELL'AUTORITÀ			
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14 265	12 366	11 212	14 635	16 424	14 651	11 766
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1 237	707	1 640	3 709	12 086	13 368	8 535

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

mente, sia perché gli esercenti potevano definire procedure di rimborso su richiesta dei clienti interessati, che in genere non erano note o comunque scoraggiavano i clienti aventi diritto al rimborso.

Gli standard nazionali di qualità commerciale imposti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. Le imprese hanno la facoltà di definire propri standard, solo se migliorativi, o ulteriori, rispetto a quelli dell'Autorità.

Con l'introduzione degli standard specifici stabiliti dall'Autorità e del meccanismo di indennizzo automatico il numero di indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard è nettamente cresciuto rispetto al precedente regime della Carta dei servizi (Tav. 6.13).

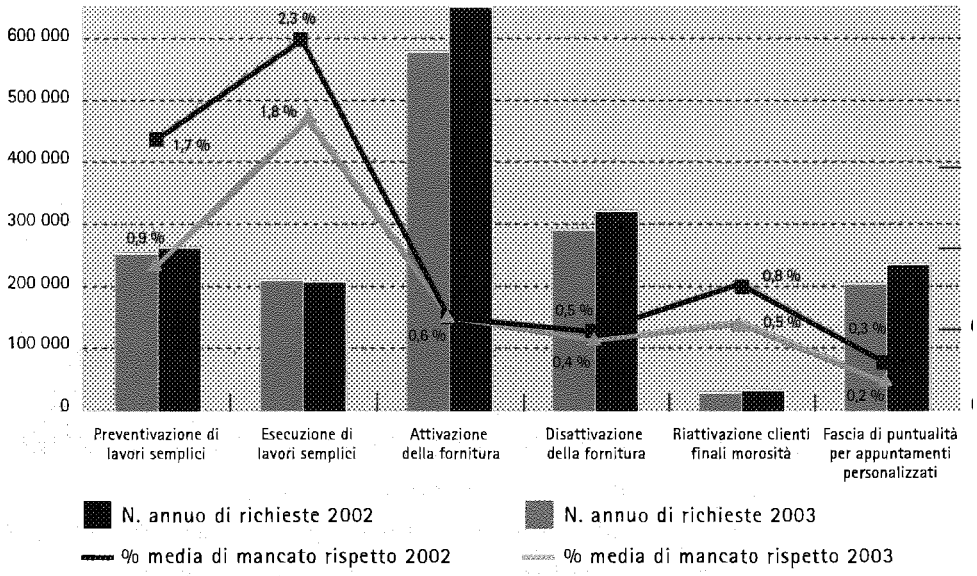
Le prestazioni soggette a standard specifici generano ogni anno oltre un milione e mezzo di richieste e sono di gran lunga più numerose di quelle soggette a standard generali. La categoria più numerosa riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 40 per cento del totale. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G 6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni e risulta pertanto quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

Il confronto tra i dati del 1997, quando era ancora in vigore la Carta dei servizi, e quelli del 2003 rivela un netto miglioramento nei tempi di effettuazione di alcune prestazioni tra le quali, in particolare, l'esecuzione dei lavori. Una comparazione puntuale è possibile però solo a partire dal 2001 con l'introduzione della delibera n. 47/00. Dal confronto tra i dati del 2001, 2002 e 2003 emerge una tendenza al miglioramento nei tempi di effettuazione delle prestazioni assoggettate a standard specifici: diminuisce il numero dei casi fuori standard nonostante l'aumento delle prestazioni richieste (Fig. 6.10).

Per alcune prestazioni l'Autorità ha ritenuto opportuno determinare, anziché standard specifici associati a indennizzi automatici, standard generali di qualità che per-

FIG. 6.10 **PRESTAZIONI SOGGETTE A INDENNIZZO AUTOMATICO NEGLI ANNI 2002-2003**

Esercenti con più di 5 000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

mettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. I loro obiettivi risultano generalmente raggiunti per tutte le tipologie di prestazione. Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di realizzazione. I tempi medi effettivi per le prestazioni soggette a standard specifici risultano pari alla metà degli standard definiti dall'Autorità; per i preventivi e l'esecuzione di lavori il fenomeno è ancora più accentuato (Fig. 6.11).

Rilevazione della soddisfazione delle famiglie per il servizio gas

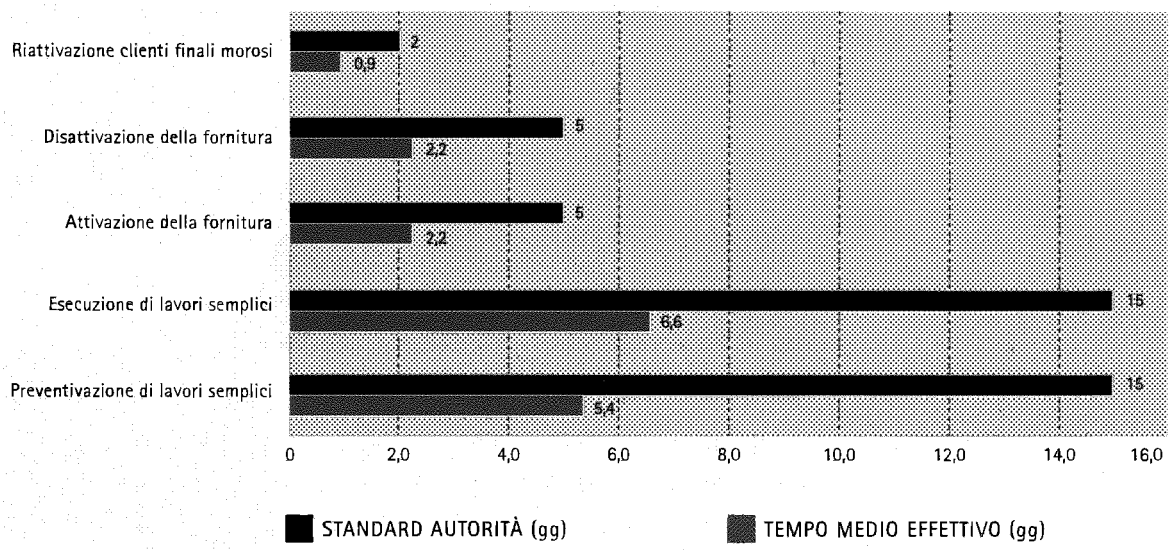
Nel corso del periodo 1998-2003 l'Istat, per conto dell'Autorità e all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie *Aspetti della vita quotidiana*, ha svolto specifiche ricerche volte a rilevare la soddisfazione dei clienti finali sull'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza del servizio gas è complessivamente buono; all'interno di un livello di soddisfazione mediamente alto si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico (Tav. 6.14).

Non altrettanto significativa è la serie storica dei dati relativi alla soddisfazione dei clienti finali riguardo alla sicurezza del servizio; infatti nel settore del gas è

FIG. 6.11 **CONFRONTO TRA IL TEMPO EFFETTIVO MEDIO E GLI STANDARD DEFINITI DALL'AUTORITÀ PER TUTTE LE PRESTAZIONI DI QUALITÀ COMMERCIALE PER CLIENTI CON MISURATORE FINO A G 6**

Esercenti con più di 5 000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.14 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO GAS**

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Nord Ovest	95,0	95,0	94,6	94,7	95,5	95,1
Nord Est	94,5	94,7	94,5	94,7	93,1	94,7
Centro	94,5	95,7	95,1	93,7	95,1	94,4
Sud	94,5	95,1	95,2	95,1	94,0	94,8
Isole	89,8	95,6	95,0	96,6	94,4	93,5
Italia	**94,5**	**95,2**	**94,8**	**94,6**	**94,6**	**94,7**

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2003.

difficile per i clienti finali percepire in maniera precisa il reale livello di sicurezza del servizio gas poiché una corretta valutazione di tali aspetti richiede competenze tecniche specialistiche normalmente non in possesso delle famiglie.

Attività di regolazione della sicurezza a valle del punto di consegna

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Ai fini della tutela dei clienti finali che utilizzano il gas per usi domestici riveste una particolare importanza la presenza di un'assicurazione per infortuni, incendio e responsabilità civile che metta al riparo il cliente finale dai danni derivanti da incidenti connessi con l'uso del gas.

L'Autorità, con la delibera n. 152/03, ha reso obbligatoria l'assicurazione minima per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas. Questa era già vigente, su base volontaria, dal 1991 e sarebbe scaduta il 31 dicembre 2003; il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative, estendendole anche ai clienti che utilizzano gas distribuito a mezzo di rete diverso dal metano, come il GPL. L'assicurazione è a favore di ogni cliente finale civile del gas fornito mediante una rete di distribuzione (escluso quindi il gas fornito mediante bombole), negli impianti di utilizzo domestico e non, per i seguenti importi:

- per responsabilità civile verso terzi, un massimale di 6 197 483 € per ogni cliente finale e per ogni sinistro per danni sia a persone sia a cose anche se appartenenti a più persone;
- per incendio, un capitale di 103 292 € per evento per immobili o porzione degli stessi, di proprietà del cliente finale assicurato o in locazione e 41 317 € per evento per cose mobili di proprietà del cliente finale assicurato;
- per infortuni, un capitale di 129 114 € in caso di morte o invalidità permanente totale che decresce proporzionalmente in caso di invalidità parziale.

Il costo in bolletta per i consumatori non è cambiato ed è rimasto pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori potranno offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Il compito di scegliere la compagnia di assicurazione mediante gara pubblica è stato affidato al CIG, istituzione senza fini di lucro che opera da 50 anni in Italia nel campo della sicurezza del gas. L'effettuazione di una gara pubblica per l'assegnazione dell'unico contratto nazionale è tesa a garantire le migliori condizioni e il minor costo possibile per i clienti finali. Il nuovo sistema entrerà in vigore dall'1 ottobre 2004; fino ad allora viene prorogato quanto già in vigore.

Regolamento per l'accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas

L'Autorità ha emanato un regolamento (delibera n. 40/04) che dispone nuove procedure e modalità per le attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Il regolamento riguarda gli impianti funzionanti con tutti i gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL). Il provvedimento dell'Autorità si pone l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza del servizio del gas: infatti, sia pur in costante calo dal 1995, gli incidenti direttamente riconducibili a malfunzionamenti degli impianti di utenza a gas costituiscono ancora un fenomeno che richiede una stretta sorveglianza. Negli ultimi 5 anni gli incidenti sono stati 191 con 33 vittime nel 1998, 142 con 32 vittime nel 1999, 113 con 22 vittime nel 2000, 105 con 41 vittime nel 2001, 120 con 19 vittime nel 2002. L'analisi di tali incidenti da parte del CIG ha evidenziato che le cause più ricorrenti sono state: l'inefficienza delle canne fumarie; la ventilazione non idonea dei locali; lo stato di manutenzione di apparecchi precario o non conforme alle norme di legge; l'insufficiente cubatura o la non idoneità dei locali dove sono installati gli apparecchi.

La prima fase di attuazione del regolamento porterà gradualmente, nell'arco dei prossimi 5 anni, all'accertamento della corretta installazione e del funzionamento degli impianti per più di 6 milioni di famiglie attraverso l'acquisizione e l'analisi della documentazione redatta dagli installatori in base alle leggi vigenti, valorizzando le informazioni già disponibili ed evitando la produzione di ulteriore documentazione.

In alcuni casi (circa il 5 per mille del totale) all'analisi della documentazione seguiranno verifiche in loco degli impianti, senza però introdurre duplicazioni rispetto a quelle oggi già previste. Infatti, anche queste verifiche sono affidate dal regolamento dell'Autorità ai Comuni, che insieme alle Province sono già investiti per legge di compiti connessi. Il regolamento prevede un contributo per ogni verifica con sopralluogo effettuata dai Comuni su impianti di utenza già accertati dai distributori nella misura massima del 5 per cento degli impianti accertati.

L'Autorità ha attribuito alle società di distribuzione del gas il compito dello svolgimento degli accertamenti sulla documentazione relativa agli impianti. Per ogni impianto nuovo o modificato il distributore di gas verificherà, con proprio personale o con professionisti esterni, che la documentazione (dichiarazione di conformità) di cui deve essere dotato per legge l'impianto sia completa e conforme alla normativa in tema di sicurezza. Per gli impianti già in servizio, che potenzialmente presentano i maggiori problemi dal punto di vista della sicurezza e attualmente non sono sottoposti a controlli sistematici dello stato di sicuro funzionamento, dall'1 ottobre 2006 verrà attivata dal distributore una progressiva acquisizione da parte del consumatore finale della documentazione attestante la sicurezza; la richiesta interesserà ogni anno a rotazione circa il 5 per cento delle famiglie.

Il regolamento ha tenuto ampiamente conto delle osservazioni pervenute sul Documento per la consultazione dalle associazioni dei consumatori, dalle associazioni di categoria (in particolare distributori, installatori, manutentori), dalle associazioni tecniche, dagli enti normatori e dagli altri soggetti interessati. L'Autorità ha anche condiviso l'esigenza di attribuire ai distributori di gas compiti tali da evitare lo sfruttamento dei vantaggi a essi derivanti dallo svolgimento di attività di servizio pubblico in regime di esclusiva.

La delibera n. 40/04 entrerà in vigore gradualmente in modo da assicurare a tutti i soggetti i tempi necessari per una adeguata preparazione, condizione necessaria per la sua piena attuazione; il regolamento prevede quindi: dall'1 ottobre 2004 accertamenti per i nuovi allacci, dall'1 ottobre 2005 accertamenti per impianti di utenza riattivati e modificati, dall'1 ottobre 2006 accertamenti sugli impianti in servizio.

Il costo degli accertamenti su impianti modificati e in servizio e delle verifiche effettuate dai Comuni verranno remunerati nella tariffa di distribuzione del gas a partire dal 2006 con un costo massimo di poco più di 2 € all'anno per cliente finale.

L'Autorità pubblicherà annualmente un rapporto sullo stato di attuazione del regolamento dando conto del numero delle verifiche e delle ispezioni effettuate e dei loro risultati.

Attività di approfondimento sulla qualità del gas fornito

I principali parametri di qualità del gas importanti per i clienti finali sono l'energia contenuta nel gas fornito al cliente finale (a sua volta dipendente dal potere calorifico, dalla pressione di fornitura e dalla temperatura del gas) e il grado di odorizzazione del gas. I parametri di qualità del gas sono importanti per il cliente finale sia per motivi economici (infatti la tariffa pagata è commisurata all'energia contenuta nel gas) sia per motivi di sicurezza (odorizzazione e pressione del gas sono rilevanti per un utilizzo sicuro del gas nelle apparecchiature).

L'Autorità ha regolato il tema della qualità del gas attraverso la delibera 17 luglio 2002, n. 137, che ha stabilito i criteri per la predisposizione del Codice di trasporto, e tramite le successive delibere 1 luglio 2003, n. 75, con la quale ha approvato il Codice di trasporto della società Snam Rete Gas S.p.A., e 12 dicembre 2003, n. 144, con la quale ha approvato il Codice di trasporto della società Edison T&S S.p.A. In tali Codici viene dedicato un capitolo alla qualità del gas nel quale sono definiti gli aspetti rilevanti in particolare in tema di potere calorifico superiore del gas.

Nel corso del 2003 l'Autorità ha avviato uno studio finalizzato all'approfondimento delle soluzioni adottate dalle aziende nazionali di trasporto del gas per la misura e il controllo del potere calorifico del gas. Lo studio mira a individuare eventuali necessità di integrazione della regolazione vigente nell'ottica del miglioramento della tutela del cliente finale.

TUTELA DEI CONSUMATORI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra l'1 maggio 2003 e il 30 aprile 2004 sono infatti state inoltrate all'Autorità 1 141 comunicazioni, con un incremento di circa il 58,3 per cento rispetto all'anno precedente. Delle comunicazioni pervenute l'84 per cento è costituito da reclami, il 9 per cento da richieste di informazioni e il 7 per cento da segnalazioni. La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie. Numerose richieste di informazioni, infine, sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata evidenzia come il 75 per cento delle comunicazioni complessivamente ricevute, di cui l'89 per cento reclami, il 5 per cento segnalazioni e il 6 per cento richieste di informazioni, abbia riguardato il settore elettrico e nello specifico le problematiche attinenti le interruzioni della fornitura (44 per cento), gli allacciamenti (12,6 per cento), la fatturazione (12,1 per cento), l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali (10,8 per cento), la tensione (5,6 per cento), la qualità commerciale e della fornitura (3,5 per cento), la misurazione dei consumi (2,9 per cento), le tariffe (2,6 per cento), le bollette (1,4 per cento), altro (4,5 per cento). Nel settore del gas i reclami hanno rappresentato il 70 per cento dei casi, le richieste di informazioni il 17 per cento e le segnalazioni il 13 per cento. Nel dettaglio le problematiche oggetto di più frequente trattazione sono state quelle concernenti la contrattualistica (33,4 per cento), la fatturazione (24,8 per cento), gli allacciamenti (16,5 per cento), le bollette (5,2 per cento), la qualità della fornitura e la qualità commerciale (3,8 per cento), le tariffe (2,8 per cento), i contatori (2,8 per cento), altro (10,7 per cento).

TAV. 6.15 RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO 1 MAGGIO 2003 – 30 APRILE 2004[A]

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE
Energia elettrica	754	53	44	851
Gas	203	49	38	290
Totale	**957**	**102**	**82**	**1 141**

(A) Sono escluse le comunicazioni telefoniche e i reclami inerenti particolari tematiche tariffarie.

TAV. 6.16 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO 1 MAGGIO 2003 – 30 APRILE 2004**

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI NUMERO	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Interruzioni	375	44,0
Allacciamenti	107	12,6
Fatturazione	103	12,1
Contratti	92	10,8
Tensione	48	5,6
Qualità commerciale e qualità fornitura	30	3,5
Contatori	25	2,9
Tariffe	21	2,6
Bollette	12	1,4
Altro	38	4,5
GAS		
Contratti	97	33,4
Fatturazione	72	24,8
Allacciamenti	48	16,5
Bollette	15	5,2
Qualità commerciale e qualità fornitura	11	3,8
Tariffe	8	2,8
Contatori	8	2,8
Altro	31	10,7

I dati riportati nelle tavole ribadiscono sostanzialmente il rapporto già emerso negli anni passati tra il numero di reclami, le richieste di informazioni e le segnalazioni riguardanti il settore della distribuzione e della vendita di energia elettrica (75 per cento) e quello relativo al servizio di distribuzione e vendita del gas (25 per cento). La netta prevalenza delle comunicazioni concernenti il settore elettrico trova giustificazione non solo nella maggiore diffusione, in termini di clientela finale, del servizio elettrico, ma altresì nella più accentuata incidenza e percettibilità degli eventuali disservizi che si possono verificare in questo ambito. Si registra, in particolare, un significativo incremento dei reclami relativi alle interruzioni del servizio (14 per cento rispetto all'anno passato). La

lettura di tale dato deve tuttavia necessariamente considerare i distacchi della fornitura programmati il 26 giugno 2003, il *blackout* verificatosi sull'intero territorio nazionale a eccezione della Sardegna il 28 settembre 2003, nonché il *blackout* registrato in estese zone del Nord Italia il 29 febbraio 2004.

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita del gas sono in aumento i reclami relativi alle questioni contrattuali (5,4 per cento). La crescente attenzione alle problematiche contrattuali è condizionata dalla possibilità per tutti i clienti, in virtù della completa liberalizzazione del mercato, di stipulare nuovi contratti sul mercato libero. Un significativo indicatore di ciò è rappresentato dal numero crescente di segnalazioni e reclami relativi a operazioni di passaggio da un fornitore a un altro, per le quali si sono registrati, in alcuni casi, comportamenti ostativi da parte degli esercenti, attraverso, per esempio, il mancato riconoscimento della facoltà di recesso nei termini previsti dalla normativa di riferimento o dallo stesso contratto in essere. Alcune questioni sono poi sollevate dalla applicazione delle condizioni contrattuali stabilite dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 229, deputate a regolamentare la fornitura di quei clienti che non hanno ancora esercitato la capacità di stipulare contratti sul mercato libero.

Si conferma l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni alla luce delle indicazioni e delle problematiche che tali attività fanno emergere. Essa rappresenta una notevole e rilevante risorsa che consente un decisivo contatto con i meccanismi reali del mercato e che permette di acquisire significativi spunti per orientare e predisporre, secondo le modalità più rispondenti e consone alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.

Informazione

La promozione e la garanzia di una corretta e diffusa informazione a favore dei consumatori e degli utenti dei servizi di pubblica utilità, nell'ambito dei settori dell'energia elettrica e del gas, costituisce una delle più caratterizzanti finalità istituzionali dell'Autorità. L'esigenza di informazione è, in generale, in tali ambiti avvalorata dal rapido e continuo evolversi dei processi di liberalizzazione e dai cambiamenti che necessariamente ne derivano, anche in termini di nuove possibilità che si offrono alla clientela. Si comprende dunque come la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, dei loro costi, delle opzioni di scelta che i mercati gradualmente presentano, integri da un lato un importante strumento, oltre che di tutela anche di controllo e confronto per i consumatori e gli utenti dei servizi e dall'altro un rilevante stimolo alla correttezza e trasparenza dei comportamenti per gli stessi esercenti coinvolti.

Tra le varie iniziative intraprese dall'Autorità a promozione della più ampia ed esaustiva informazione a favore della clientela finale riveste sicuro interesse la

pubblicazione sul proprio sito Internet di schede informative, mirate a fornire basilari indicazioni e spiegazioni in merito ad aspetti particolarmente rilevanti e ricorrenti del settore elettrico e di quello del gas.

Nello specifico, con riferimento al settore elettrico, le schede riguardano le condizioni contrattuali di fornitura, le tariffe, la regolazione della continuità del servizio, gli standard della qualità commerciale, le bollette e gli allacciamenti. Nell'ambito del gas, invece, sono illustrate le problematiche concernenti la liberalizzazione del mercato, le condizioni contrattuali di fornitura, le opzioni tariffarie, gli standard nazionali di qualità commerciale, la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio.

In quest'ultimo settore, peraltro, la significativa novità rappresentata dal completamento del processo di liberalizzazione del mercato e dalla conseguente possibilità per tutti i clienti di scegliere liberamente, a far data dall'1 gennaio 2003, il proprio fornitore, ha spinto gli Uffici alla predisposizione di alcune spiegazioni sintetiche, volte a dare risposta alle domande più frequenti. Si è ritenuto, in tale modo, di poter informare attraverso uno strumento agile e immediato in grado di spiegare, per esempio, cosa significhi in concreto la liberalizzazione del mercato del gas e soprattutto cosa comporti per i clienti finali, chi siano i fornitori del gas nel mercato libero, chi determini i prezzi della fornitura e degli allacciamenti, quali siano le modalità e i costi per cambiare venditore.

Sul fronte della tutela del consumatore, infine, una scheda comune illustra le modalità per presentare reclamo all'Autorità.

Rapporti con le associazioni dei consumatori. Il protocollo di intesa con il CNCU

Nell'ambito dei rapporti di collaborazione e scambio che l'Autorità intrattiene con le associazioni dei consumatori, nell'ottobre del 2001 è stato sottoscritto con il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) un protocollo di intesa volto a definire e sviluppare strumenti che consentano una corretta e diffusa informazione dei consumatori e degli utenti dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare riferimento ai processi di liberalizzazione dei mercati. Ciò anche attraverso la valorizzazione delle esperienze e delle iniziative intraprese dalle associazioni dei consumatori rappresentate nel CNCU.

Uno degli obiettivi individuati nell'ambito di questo protocollo è stato quello di qualificare la competenza degli operatori del settore affinché fossero in grado di fornire un supporto efficace e una informazione il più possibile completa a tutti quei consumatori che si fossero rivolti agli sportelli o ai numeri verdi delle associazioni consumeristiche. L'elevato numero di soggetti interessati a questo progetto di formazione ha imposto di procedere per stadi, attraverso un sistema "a cascata". Il primo stadio è stato così finalizzato alla formazione di soggetti, operanti nel-

l'ambito delle associazioni, che potessero assicurare, a loro volta e in un successivo stadio, la trasmissione dei contenuti appresi a tutti gli operatori interessati, attraverso l'organizzazione di ulteriori moduli formativi da programmare a livello locale. La prima fase del progetto ha registrato, pertanto, la realizzazione di due corsi di formazione svoltisi a luglio e a settembre rispettivamente a Bologna e a Caserta, che ha visto il coinvolgimento dei delegati delle associazioni dei consumatori.
Nell'individuare gli argomenti di trattazione si è ritenuto opportuno procedere illustrando preliminarmente gli scenari normativi di riferimento e le complessive problematiche connesse con i processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, fino poi a soffermarsi sugli aspetti più specifici e più vicini alla clientela finale, relativi ai rapporti di utenza e ai contratti di somministrazione. Ciò anche alla luce dei numerosi interventi e delle rilevanti novità introdotte dall'Autorità con le proprie delibere e attraverso l'illustrazione delle medesime.
Al fine di fornire agli operatori partecipanti adeguati strumenti documentali per replicare gli interventi presentati è stata inoltre curata dagli Uffici dell'Autorità la predisposizione di opportuna documentazione (normativa, schede esplicative, elenco delle domande più frequenti, elenco delle fonti), resa disponibile anche in modalità informatica, attraverso il proprio sito Internet.
Il progetto testimonia e conferma l'attenzione che l'Autorità dedica, in misura sempre più importante, alle associazioni dei consumatori. Attenzione che si esplica assicurando il più ampio coinvolgimento delle associazioni nei processi di consultazione e di valutazione di proposte e di interventi in materia di diritti dei consumatori e degli utenti, nella promozione di iniziative di studio, ricerca e confronto sui problemi dei consumatori, nonché nei programmi di diffusione dell'informazione, nel più ampio ricorso e nella più completa acquisizione delle esperienze maturate dalle associazioni nei vari settori di specifica pertinenza.
Nel corso dei primi mesi del 2004, d'intesa con il CNCU, è stato posto allo studio l'avvio di un progetto di formazione continua a distanza che si avvalga delle tecniche di apprendimento mediante sistemi informatici (*e-learning*). La modalità formativa così individuata oltre a garantire rapidi aggiornamenti sulle novità introdotte consente altresì di potenziare, sui fronti della formazione e dell'informazione, l'interattività tra associazioni dei consumatori e Autorità.

Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali

La completa liberalizzazione del mercato del gas ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, anche al fine di consentire scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali che il mercato presenta alla clientela stessa. È questa un'esigenza già avvertita in ambito comunitario, dove la Direttiva 2003/55/CE ha stabilito, tra l'altro, che gli Stati membri adottino misure affinché ai clienti finali sia garantito il diritto a un contratto con il for-

nitore che ne specifichi le condizioni essenziali; la Direttiva ha anche precisato che tali condizioni siano eque e comunicate prima della conclusione del contratto, che sia garantita la comunicazione preventiva di eventuali modifiche alle condizioni contrattuali ed economiche unitamente all'informazione riguardo il diritto di recesso, che sia garantita la trasmissione di informazioni trasparenti sui prezzi e sulle condizioni tipo relative all'accesso ai servizi del gas e che i consumatori siano protetti da metodi di vendita sleali e ingannevoli.

Uno degli strumenti individuati dall'Autorità per garantire tali obiettivi è il Codice di condotta commerciale per la vendita del gas, la cui adozione è disposta, nel nostro ordinamento giuridico, già dall'art. 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. L'Autorità ha dato così avvio, nel luglio 2003, al processo per la consultazione delle proposte formulate in materia di Codice di condotta commerciale per la vendita del gas ai clienti finali. Con la predisposizione di tale strumento l'Autorità intende garantire che la promozione delle offerte commerciali relative al servizio di vendita del gas sia soggetta a regole di condotta omogenee e uniformi che assicurino la correttezza e la trasparenza delle offerte stesse. Come già evidenziato, tale obiettivo è reso prioritario dalla presenza, sul mercato liberalizzato del gas, di una gamma potenzialmente e tendenzialmente sempre più complessa e articolata di offerte rivolte alla clientela e dalla conseguente esigenza di assicurarle possibilità di valutazione e confronto tra le diverse offerte, nonché l'effettuazione della propria scelta nella forma più informata e consapevole possibile.

Il Codice di condotta commerciale per la vendita del gas che l'Autorità ha definito contiene, in coerenza con i principi della Direttiva comunitaria sopra richiamata, disposizioni tali da garantire misure idonee a tutelare i clienti finali e prevede, in particolare, le modalità e i contenuti delle informazioni che gli esercenti sono tenuti a fornire ai clienti, gli elementi essenziali del contratto, la procedura che gli esercenti devono seguire in caso di variazione delle clausole contrattuali prima della scadenza del contratto e gli indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di mancato inserimento da parte degli esercenti di talune clausole contrattuali specificamente indicate dalla medesima Autorità.

Con il Codice di condotta commerciale l'Autorità si è proposta altresì di stabilire regole generali di correttezza che i venditori saranno tenuti a osservare nei rapporti con i clienti finali, di definire criteri uniformi per l'indicazione dei prezzi anche al fine di facilitare la valutazione e il confronto delle diverse offerte, di prevedere che ciascun cliente possa ricevere una copia scritta del contratto.

L'introduzione delle nuove forme di tutela dei clienti finali sarà accompagnata dalla contestuale abrogazione del Codice di condotta commerciale per l'attività di distribuzione, introdotto dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, che, nella fase di transizione verso la separazione societaria tra attività di vendita e di di-

stribuzione e la piena liberalizzazione dell'attività di vendita, aveva posto in capo alle imprese di distribuzione obblighi di informazione e assistenza ai clienti in occasione dell'offerta di opzioni tariffarie base e speciali per la distribuzione.

Strumenti stragiudiziali di risoluzione delle controversie: le conciliazioni

La legge 14 novembre 1995, n. 481, ha attribuito all'Autorità, tra le varie competenze, anche quella di esperire procedure di conciliazione sulla base di un regolamento che deve essere emanato dalla Presidenza del Consiglio dei ministri, al fine di offrire uno strumento di natura extragiudiziale agile ed efficace. Le modalità stragiudiziali di risoluzione delle controversie possono fornire un contributo alla riduzione dei conflitti tra clienti ed esercenti i servizi di distribuzione e vendita di energia elettrica e gas. La conciliazione in particolare è uno strumento flessibile in quanto le parti si impegnano attivamente in un processo di avvicinamento per tentare di trovare un accordo con l'aiuto di un soggetto terzo o tramite un confronto diretto. Tale procedura può così consentire alle parti di instaurare un dialogo molto importante laddove la controversia si inserisce all'interno di un rapporto contrattuale che non necessariamente si esaurisce a seguito del conflitto.

Anche nelle more dell'emanazione da parte della Presidenza del Consiglio dei ministri del citato regolamento e cogliendo le indicazioni che arrivano dalla Commissione europea e dalle associazioni rappresentative dei consumatori, l'Autorità ha ritenuto pertanto utile attivarsi per promuovere e diffondere la conciliazione nei settori dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas.

Esperienze positive infatti si sono realizzate in altri servizi di pubblica utilità (poste, telecomunicazioni ecc.), con l'utilizzo di procedure conciliative differenti, ma ugualmente efficaci. Le associazioni dei consumatori in questi settori hanno promosso la conciliazione paritetica che prevede la risoluzione del conflitto attraverso un accordo diretto tra le parti in lite (o i loro rappresentanti), mentre le Camere di commercio, industria e artigianato, a cui la legge 29 dicembre 1993, n. 580, affida un ruolo primario in tema di conciliazioni, hanno offerto una procedura conciliativa che prevede la presenza di un soggetto terzo, imparziale ed estraneo agli interessi delle parti, che guidi i soggetti interessati al contenzioso verso un accordo conciliativo soddisfacente. Entrambe queste procedure possono essere utilmente replicate nei settori regolati dall'Autorità.

Per lo sviluppo di iniziative in grado di offrire reali opportunità di risoluzione stragiudiziali delle controversie, un ruolo centrale è tuttavia affidato agli esercenti i servizi, la cui disponibilità a sedersi ai tavoli di conciliazione per risolvere le dispute con i propri clienti è condizione pregiudiziale al successo delle iniziative, come già avvenuto in altri settori. Al fine di sensibilizzare gli esercenti, informarli delle procedure disponibili e assicurare la disponibilità a formare i

conciliatori e il personale eventualmente addetto alla gestione delle procedure per gli aspetti più meramente tecnici, l'Autorità ha sollecitato tutti i soggetti interessati, anche attraverso specifici incontri, ad avviare esperienze di risoluzione alternativa delle controversie.

EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI E RISPARMIO ENERGETICO

Linee guida per i progetti di efficienza energetica e consultazione delle Regioni e delle Province autonome

Con l'approvazione della delibera 1 aprile 2003, n. 28, recante *Schema di Linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la determinazione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica di cui all'art. 10 dei medesimi decreti*, il testo dello *Schema di Linee guida* è stato trasmesso alle Regioni e alle Province autonome per acquisirne commenti e osservazioni in base a quanto previsto dall'art. 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001.

In data 16 luglio 2003 la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome ha trasmesso all'Autorità un documento di osservazioni sullo *Schema*.

Tenendo conto delle valutazioni e delle proposte formulate dalle Regioni e dalle Province autonome, l'Autorità ha approvato, in data 18 settembre 2003, la delibera n. 103, recante *Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.*

Contenuti delle Linee guida

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 individuano nelle *Linee guida* il principale strumento operativo per orientare le scelte di tutti i soggetti coinvolti a diverso titolo nel meccanismo da essi previsto, in merito alla progettazione ed esecuzione degli interventi di risparmio energetico.

Nel definire le *Linee guida*, l'Autorità ha perseguito alcuni obiettivi principali:

- garantire semplicità e trasparenza dei criteri e delle procedure attuative, al fine di minimizzare gli adempimenti e facilitare la gestione del meccanismo da parte dei soggetti coinvolti;
- garantire certezza e affidabilità agli operatori, in modo da favorire lo svi-

luppo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici;

- promuovere l'efficienza e l'innovazione tecnologica;
- tutelare gli interessi dei potenziali clienti partecipanti ai progetti di risparmio energetico;
- favorire lo sviluppo del mercato dei titoli di efficienza energetica, garantendone la massima semplicità e trasparenza e favorendo l'accesso al mercato del più ampio numero di soggetti possibile;
- tutelare lo sviluppo della concorrenza in tutti i settori interessati.

Di seguito vengono presentati i principali contenuti delle *Linee guida*, secondo l'articolazione seguente:

- preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti;
- verifica e certificazione dei risparmi di energia;
- titoli di efficienza energetica.

Preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti

Allo scopo di semplificare le procedure di quantificazione dei risparmi energetici conseguibili attraverso i progetti ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali, di contenere i costi associati alla misurazione e alla successiva verifica di questi risparmi e di assicurare al contempo rigore e affidabilità delle quantificazioni, l'Autorità ha definito tre metodi di valutazione dei risparmi: di valutazione standardizzata, di valutazione analitica e di valutazione a consuntivo.
I metodi di valutazione standardizzata consentono di definire a priori il risparmio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento[1] installata o di cui è promossa l'installazione; i metodi di valutazione analitica permettono di quantificare il risparmio energetico conseguibile da un intervento sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misurazione diretta di alcuni parametri; i metodi di valutazione a consuntivo consentono di quantificare il risparmio attraverso la misura dei consumi di energia prima e dopo l'intervento in base a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto e preliminarmente approvato dall'Autorità o da soggetto da essa delegato (questo ultimo metodo deve essere applicato esclusivamente alle tipologie di intervento per le quali non sono disponibili metodi di valutazione standardizzata o analitica definiti dall'Autorità).
Tutti e tre i metodi di valutazione sono impostati in modo da valorizzare i soli risparmi che risultano addizionali rispetto a quelli che si sarebbero comunque

1 Il prodotto, l'apparecchio, il componente di impianto o la grandezza fisica definita ai fini della valutazione del risparmio energetico.

verificati per effetto dell'evoluzione tecnologica e di mercato (inclusa quella indotta da obblighi di legge): nel caso dei metodi standardizzati e di quelli analitici questo avviene attraverso l'applicazione di un coefficiente correttivo il cui valore è fissato nelle schede tecniche di quantificazione dei risparmi relative a ogni intervento; nel caso dei metodi a consuntivo, la proposta di programma di misura dei risparmi dovrà indicare le modalità attraverso le quali si intende tenere conto del criterio di addizionalità.

I metodi di valutazione considerano inoltre l'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi: nel caso di metodi standardizzati questo avviene attraverso l'applicazione di un coefficiente di persistenza, il cui valore è fissato nelle schede tecniche di quantificazione dei risparmi relative a ogni intervento.

Per i progetti che comprendono la realizzazione di campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione dei clienti finali (che soddisfano i requisiti di ammissibilità) le *Linee guida* prevedono, come misura di sostegno a uno o a più interventi ricompresi nel progetto medesimo, abbiano diritto al riconoscimento di un risparmio addizionale pari al 5 per cento del risparmio totale netto riconosciuto all'intervento al quale la campagna si riferisce.

Al fine di evitare una eccessiva frammentazione degli interventi, di consentire lo sfruttamento di economie di scala e di scopo nella realizzazione dei progetti di risparmio e, dunque, di ottimizzare l'uso delle risorse disponibili, le *Linee guida* contemplano una dimensione minima di progetto[2], i cui valori assunti sono:

- per progetti standardizzati:
  - risparmio di energia primaria pari ad almeno 25 tep/anno;
- per progetti analitici:
  - per soggetti obbligati (distributori che fornivano non meno di 100 000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001): risparmio di energia primaria pari ad almeno 100 tep, ottenuto nel corso dei primi 12 mesi di funzionamento del sistema dopo la realizzazione degli interventi;
  - per soggetti non obbligati (distributori che fornivano meno di 100 000 clien-

2 Progetto è una qualsiasi attività o insieme di attività che produce risparmi di energia primaria certi e quantificabili attraverso la realizzazione presso uno o più clienti partecipanti di uno o più interventi valutabili con il medesimo metodo di valutazione, ovvero attraverso la realizzazione presso un unico cliente partecipante di interventi valutabili con metodi di valutazione diversi.

3 Società di servizi energetici sono le società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che alla data di avvio del progetto hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi di risparmio energetico.

ti finali alla data del 31 dicembre 2001 o società di servizi energetici[3]): risparmio di energia primaria pari ad almeno 50 tep, ottenuto nel corso dei primi 12 mesi di funzionamento del sistema dopo la realizzazione degli interventi;

- per progetti a consuntivo:
  - per soggetti obbligati: risparmio di energia primaria pari ad almeno 200 tep, ottenuto nel corso dei primi 12 mesi di funzionamento del sistema, dopo la realizzazione degli interventi, e valutato sulla base del programma di misura preliminarmente approvato dal soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione;
  - per soggetti non obbligati: risparmio di energia primaria pari ad almeno 100 tep, ottenuto nel corso dei primi 12 mesi di funzionamento del sistema, dopo la realizzazione degli interventi, e valutato sulla base del programma di misura preliminarmente approvato dal soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione.

Il provvedimento prevede inoltre che i soggetti interessati a sviluppare progetti di risparmio energetico abbiano la facoltà di richiedere all'Autorità, o a un soggetto da essa delegato, una verifica preliminare di conformità di tali progetti rispetto a quanto in essi previsto. Questa facoltà si applica esclusivamente ai progetti per i quali l'Autorità non abbia predisposto e pubblicato schede tecniche di valutazione standardizzata o analitica.

Verifica e certificazione dei risparmi di energia

I risparmi di energia per i quali è possibile richiedere la verifica e la certificazione sono quelli conseguiti da progetti ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali e delle *Linee guida* e avviati a partire dall'1 gennaio 2002.
In merito alle modalità per la verifica e la certificazione dei risparmi energetici, le *Linee guida* definiscono precisi criteri che devono essere osservati dai soggetti titolari di progetto; in particolare sono disciplinati:

- la documentazione da trasmettere unitamente alle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi;
- la documentazione da conservare per consentire eventuali controlli;
- la tempistica di presentazione delle richieste da parte dei soggetti titolari di progetto e i termini per le relative risposte da parte dell'Autorità o del soggetto delegato a svolgere l'attività di verifica e di certificazione.

Conformemente a quanto stabilito dai decreti ministeriali, le *Linee guida* prevedono che vengano effettuati controlli, anche a campione, sulla documentazione che i titolari di progetto sono tenuti a conservare; essa deve essere idonea a di-

mostrare che il progetto oggetto del controllo è stato realizzato in modo conforme a quanto previsto nelle *Linee guida* e a quanto dichiarato dal soggetto titolare del progetto nella documentazione trasmessa.
La documentazione minima da conservare è indicata per singola tipologia di progetto e per le campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione dei clienti finali; deve essere conservata per un numero di anni pari a quelli di vita utile delle tipologie di intervento incluse nel progetto medesimo.

Titoli di efficienza energetica

Uno degli aspetti più innovativi del meccanismo previsto dai decreti ministeriali consiste nella possibilità di commercializzazione dei titoli di efficienza energetica ottenuti a fronte dei risparmi energetici conseguiti, verificati e certificati. L'obiettivo che il legislatore ha inteso in tal modo raggiungere è quello di combinare il vantaggio del conseguimento di *target* quantitativi certi e prefissati per i risparmi energetici nazionali (tipico degli interventi di regolazione di tipo amministrativo) con quello dell'efficienza economica garantita dal ricorso a strumenti di mercato.
A tal fine, i decreti ministeriali prevedono l'utilizzo di titoli, rappresentativi delle unità di energia primaria risparmiate. Essi sono emessi, in seguito alla certificazione dei risparmi conseguiti dal singolo progetto, in numero tale da rappresentare l'entità dei risparmi certificati.
I titoli costituiscono l'unico certificato valido per la verifica del raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico imposti dai decreti ministeriali ai soggetti obbligati e sono negoziabili; possono cioè essere scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali, ovvero nel mercato dei titoli organizzato dal Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) in base a regole di funzionamento definite d'intesa con l'Autorità.
Lo sviluppo di un mercato dei titoli permette di contenere i costi complessivamente sostenuti per il conseguimento degli obiettivi quantitativi fissati dai decreti, a livello sia nazionale sia di singolo distributore soggetto agli obblighi e, di conseguenza, consente di moderare l'impatto tariffario nel caso di recupero dei costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti.
A ogni titolo di efficienza energetica è assegnata una dimensione (esso rappresenta cioè un ammontare di risparmio energetico certificato) pari a 1 tep.
Conseguentemente al fatto che i decreti ministeriali stabiliscono che i distributori di energia elettrica e di gas soggetti agli obblighi devono raggiungere almeno il 50 per cento dei propri obiettivi annuali attraverso la realizzazione di interventi di risparmio della forma di energia distribuita[4], e al fine di consentire

4 Energia elettrica per i distributori di energia elettrica, gas per i distributori di gas.

la verifica del rispetto di questo vincolo da parte dei distributori soggetti agli obblighi, le *Linee guida* prevedono che i titoli di efficienza energetica emessi siano di tre tipologie, a seconda del tipo di intervento di risparmio energetico realizzato:

- titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi (certificati) di energia primaria attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
- titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi (certificati) di energia primaria attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi (certificati) di energia primaria attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili.

Ne consegue che i distributori di energia elettrica devono rispettare il proprio obiettivo specifico annuale attraverso la consegna all'Autorità di un numero di titoli di efficienza energetica di tipo I pari ad almeno la metà del proprio obbligo; mentre i distributori di gas attraverso la consegna di un numero di titoli di efficienza energetica di tipo II pari ad almeno la metà del proprio obbligo. I titoli detenuti potranno derivare da progetti realizzati direttamente dal distributore o dal distributore con il concorso di soggetti terzi, ovvero potranno essere acquistati dal distributore attraverso contratti bilaterali o sul mercato costituito dal GME.
Il provvedimento prevede che i titoli di efficienza energetica abbiano una vita utile pari a 5 anni solari a decorrere dall'anno solare nel quale i corrispondenti risparmi sono stati conseguiti (periodo di validità). La previsione che i titoli abbiano un periodo di validità superiore all'anno consente ai distributori soggetti agli obblighi di utilizzare quelli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno al fine del conseguimento degli obiettivi specifici nei 4 anni successivi (cosiddetta "bancabilità" dei titoli). Per limitare il rischio di comportamenti strategici e distorsivi della concorrenza, solo il 40 per cento dell'obiettivo specifico di ogni anno può essere soddisfatto attraverso titoli che hanno più di un anno di validità.
Hanno diritto alla emissione di titoli di efficienza energetica i distributori di energia elettrica e di gas, le società da questi controllate e le società di servizi energetici. Tale previsione è orientata a favorire l'accesso al mercato dei titoli di efficienza energetica al più ampio numero di soggetti possibile, al fine di consentire lo sfruttamento a pieno dei vantaggi di efficienza derivanti dall'utilizzo di meccanismi di mercato.
È stato infine previsto che le Regioni e le Province autonome che concedono un finanziamento per la realizzazione di interventi ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali e delle *Linee guida*, possano trattenere una quota dei titoli di efficienza energetica riconosciuti al soggetto titolare del progetto.

Altre attività

Con provvedimento 30 gennaio 2004, n. 5, recante *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*, l'Autorità ha aggiornato l'esazione per l'anno 2004 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico, rispetto a quanto previsto con la delibera n. 152/02, per l'anno 2003.

Al fine di supportare lo svolgimento operativo sia delle attività che sono di diretta responsabilità dell'Autorità, sia di quelle che, pur sotto la responsabilità di altri soggetti, sono funzionali a una efficace gestione complessiva e a un valido monitoraggio dell'intero meccanismo, l'Autorità ha avviato la progettazione e la realizzazione di un sistema informativo dedicato. Esso è orientato a consentire la gestione di tutte le attività previste dai decreti ministeriali: dalla determinazione degli obiettivi specifici a carico dei distributori, alla verifica e certificazione dei risparmi, alla eventuale comminazione di sanzioni per inadempienza, al riconoscimento dei costi successivamente alla verifica di conseguimento degli obiettivi. Data la complessità del meccanismo e la molteplicità dei soggetti coinvolti, il sistema informativo viene progettato in modo da risultare sufficientemente aperto e flessibile per integrare future evoluzioni normative *Internet based* per consentirne la massima accessibilità, oltre che sicuro, data la delicatezza e la rilevanza anche economica delle informazioni gestite.

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di gestione sia delle richieste di parere preliminare di conformità di specifici interventi e progetti di risparmio energetico alle disposizioni dei decreti ministeriali, in collaborazione con i ministeri competenti, sia delle numerose richieste di chiarimenti formulate da diversi operatori (distributori, società di servizi energetici, società di consulenza) sull'applicazione dei decreti ministeriali e dei provvedimenti attuativi dell'Autorità.

PAGINA BIANCA

7. ATTIVITÀ DI INDAGINE, CONTROLLO E SANZIONE

Per il perseguimento delle sue funzioni, nonché per migliorare le condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative all'erogazione dei servizi nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas controlla lo svolgimento degli stessi con poteri di ispezione, accesso, acquisizione di documentazione e di notizie utili. La legge istitutiva, infatti, investe l'Autorità di un ruolo primario di controllo nei settori di competenza: a tal fine vengono realizzate indagini conoscitive, controlli tecnici, ispezioni e verifiche.

INDAGINI CONOSCITIVE

Indagine congiunta con l'Antitrust

Con la delibera 20 febbraio 2003, n. 13, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, di concerto con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'indagine muoveva dalla considerazione che il processo di liberalizzazione di entrambi i settori di competenza, come definito dal decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79 e 23 maggio 2000, n. 164, nonché dalle altre norme nazionali, sebbene non ancora concluso in alcuni elementi qualificanti, non aveva dato luogo a livelli di apertura tali da determinare guadagni di efficienza e riduzione degli oneri per i clienti finali. Lo scopo è quello di acquisire informazioni ed elementi utili a definire eventuali interventi per promuovere la concorrenza sia nel settore elettrico sia nel settore gas.

Nel corso del 2003 sono stati inviati questionari agli operatori dei due mercati ed è stata effettuata un'approfondita analisi delle risposte ricevute. Si sono inoltre tenute le audizioni dei principali operatori. L'indagine ha permesso di ottenere una rappresentazione precisa dei due settori. Per quanto riguarda in particolare il settore del gas, saranno pubblicati a breve i risultati dell'attività svolta con l'evidenziazione delle criticità e delle possibili linee di intervento.

Indagini nel settore elettrico

Nel settore elettrico tra l'aprile 2003 e l'aprile 2004 sono state avviate tre istruttorie formali volte a cogliere cause e sviluppi, nonché eventuali responsabilità, delle interruzioni del servizio elettrico verificatesi nel mese di giugno 2003 e nella notte tra il 27 e il 28 settembre 2003, e a individuare, quindi, possibili interventi da adottare, al fine di accrescere la sicurezza del sistema elettrico nazionale e tutelare gli interessi di utenti e consumatori.

L'indagine sulle interruzioni del servizio elettrico del giugno 2003

La prima indagine, riguardante le interruzioni di giugno, è stata avviata con delibera 1 luglio 2003, n. 72 e si è conclusa nel dicembre 2003, permettendo di attribuire l'origine delle interruzioni a cause strutturali quali l'insufficienza della capacità di generazione, la riduzione della capacità di interconnessione disponibile, l'elevato grado di dipendenza del sistema elettrico nazionale, alle quali deve essere aggiunta la congiunturale ed eccezionale ondata di caldo e di siccità che ha caratterizzato l'estate 2003.

In particolare sono tre le criticità evidenziate: l'indisponibilità di impianti di produzione che avrebbero dovuto essere attivati, la gestione della riserva di potenza a opera della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) con mancata prestazione di un adeguato servizio di riserva da parte dei produttori e il comportamento di Enel S.p.A. nella sua funzione di acquirente unico.

Specificatamente, per quello che attiene alla mancata disponibilità di alcuni impianti in quanto soggetti ad arresti di lunga durata per interventi di riconversione e *repowering*, sono stati evidenziati impianti in capo a Enel Produzione S.p.A. (per un ammontare di 2 300 MW) fermi per periodi di tempo superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o ripristino. Trattandosi di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili (*stranded cost*), l'Autorità ha deciso l'avvio di una istruttoria formale (delibera n. 54 dell'1 aprile 2004), ritenendo che Enel Produzione abbia violato norme esistenti e, pertanto, sia sanzionabile.

L'Autorità, in considerazione dei cambiamenti nel frattempo intervenuti, in parte da essa stessa disposti, aveva invece già ritenuto di non dover più procedere all'emanazione degli ordini di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti dei consumatori, prevista in un primo momento nei confronti di Enel e del GRTN nella funzione di acquirente unico da esso svolta all'epoca. Infatti, la contrattualizzazione a opera del GRTN di impianti da destinare a riserva è stata sostituita dalla nuova regolazione sulla disponibilità degli impianti nei periodi di maggior domanda, e l'attivazione dell'Acquirente Unico ha trasferito allo stesso la funzione di acquirente per i clienti vincolati precedentemente svolta da Enel.

L'indagine sul blackout del 28 settembre 2003

L'indagine riguardante l'interruzione totale del servizio verificatasi nella notte tra il 28 e il 29 settembre, è stata avviata con la delibera del 29 settembre 2003, n. 112.

Successivamente, in data 6 ottobre 2003, l'Autorità e la Commissione di regolazione dell'energia francese (CRE), insieme all'Ufficio federale dell'energia svizzero (UFE) hanno deciso di avviare – con l'ausilio del Nordel (l'Associazione dei gestori di rete dei paesi scandinavi) – un'indagine tecnica congiunta sul funzionamento del sistema elettrico interconnesso per una migliore comprensione de-

gli eventi che hanno causato il *blackout*.

Gli esiti di tale indagine congiunta, portata a termine solo dall'Autorità e dalla CRE (l'UFE è stato escluso in quanto aveva pubblicato un rapporto sui medesimi eventi, riportando conclusioni unilaterali) sono stati resi pubblici lo scorso 23 aprile e hanno permesso di evidenziare le cause internazionali all'origine del *blackout* quali:

- la mancata predisposizione di adeguate misure atte a garantire il funzionamento in sicurezza delle reti e delle forniture fra sistemi elettrici in Europa, da parte degli operatori delle reti di trasmissione svizzere; ciò nella pianificazione del funzionamento del sistema relativo al 28 settembre 2003, effettuata il giorno prima, e nelle attività svolte nella notte fra il 27 e il 28 settembre 2003;
- la mancata conformità alle regole UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) per la gestione in sicurezza dei sistemi di interconnessione adottate su base volontaria da tutte le imprese che gestiscono le reti di trasmissione nei paesi dell'Europa continentale, da parte delle imprese elettriche svizzere integrate, nella notte fra il 27 e il 28 settembre 2003;
- l'inadeguatezza delle misure e la sottostima degli interventi correttivi che avrebbero dovuto essere richiesti ad altri gestori di rete da parte degli operatori svizzeri in seguito alla perdita accidentale della linea a 380 kV Mettlen-Lavorago (linea del Lucomagno). Tali errori hanno condotto alla perdita della linea a 380 kV Sils-Soazza (linea del San Bernardino) e quindi a una situazione di funzionamento dell'interconnessione fuori controllo.

Sulla base dei risultati emersi dall'indagine i due regolatori hanno concluso che le regole UCTE dovranno essere rese legalmente vincolanti e monitorate – dove la valutazione e il controllo dovranno essere effettuati anche attraverso le funzioni dei regolatori nazionali –, che si dovrà rafforzare il coordinamento fra gestori di rete ai fini della pianificazione della gestione, nonché ai fini della gestione in tempo reale delle reti interconnesse e che, anche in Svizzera, si adotti un quadro normativo coerente con la legislazione vigente nell'Unione europea al fine di assicurare la sicurezza delle reti e delle forniture in Europa. Ambedue i regolatori si impegnano a lavorare anche in stretta collaborazione con il CEER (*Council of European Energy Regulators*) e la Commissione europea, in modo da contribuire allo sviluppo della sicurezza delle reti europee e della concorrenza nel mercato elettrico continentale.

ISTRUTTORIE NEL SETTORE GAS

Nell'ambito del settore gas, nel corso del 2003 sono state avviate tre istruttorie formali finalizzate a comporre alcuni casi di contenzioso in materia di accesso alle reti di distribuzione. La prima per adottare una sanzione amministrativa contro la Compagnia Generali Metanodotti S.r.l. (CGM), le altre due per accertare un illecito rifiuto di accesso alla rete di distribuzione contro le società Nettis Impianti S.p.A. e Sime S.p.A.. Inoltre, è stata avviata l'istruttoria relativa all'accesso al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia.

Il contenzioso tra CGM ed Energas

Con delibera 19 dicembre 2002, n. 218, l'Autorità aveva avviato un'istruttoria formale nei confronti della società CGM, relativamente al rifiuto di accesso al servizio di distribuzione opposto, per mancanza di capacità sulla rete, alla società Energas S.r.l. L'istruttoria ha evidenziato l'infondatezza della motivazione del rifiuto di accesso, in quanto Energas intendeva solamente subentrare a CGM nella stessa fornitura in atto da anni con un suo cliente finale. A fronte dell'accertata illegittimità del rifiuto, con successiva delibera 2 settembre 2003, n. 98, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria ordinando a CGM di consentire a Energas l'accesso al servizio.

Avverso la delibera n. 98/03, nell'ottobre 2003 CGM ha presentato un ricorso assistito da istanza sospensiva. In primo grado il TAR per la Lombardia, con ordinanza n. 1944, del 5 novembre 2003, ha respinto la domanda cautelare di sospensione. Avverso detta ordinanza la CGM ha proposto appello al Consiglio di Stato che, a sua volta, ha respinto con ordinanza n. 103, del 13 gennaio 2004.

Con la medesima delibera n. 98/03, l'Autorità ha altresì avviato un'istruttoria formale nei confronti della CGM, ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria per inosservanza dei provvedimenti dell'Autorità e, in particolare, della delibera 26 giugno 2002, n. 122, che prevede l'obbligo per l'esercente il servizio di distribuzione di effettuare nuovi conferimenti o revisioni delle capacità assegnate in modo da assicurare la fornitura nei punti di riconsegna esistenti, per i clienti finali trasferiti da un fornitore all'altro. Le risultanze istruttorie di questo procedimento sono state trasmesse alle parti interessate in data 29 ottobre 2003. Con lettera in data 5 novembre 2003, CGM ha presentato una richiesta di audizione finale di fronte al Collegio.

Il contenzioso tra Nettis Impianti e Italcogim Vendite

Con delibera 17 aprile 2003, n. 37, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Nettis Impianti per accertare se la condotta adottata da questa nei confronti delle società Italcogim Vendite S.p.A., Galleria Auchan e la Rinascente S.p.A. fosse lesiva del diritto previsto dal combinato disposto del-

l'art. 24, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 164/00. L'istruttoria ha confermato che il rifiuto dell'accesso al servizio di distribuzione gestito da Nettis Impianti, concretizzatosi con il mancato rispetto dell'appuntamento stabilito per la lettura del contatore al quale essa solo poteva accedere, precludendo in tal modo il materiale avvio dell'esecuzione del servizio di vettoriamento nei confronti della società Italcogim Vendite, non era supportato da alcuna delle deroghe previste dall'art. 24, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, essendo stati confermati come unici motivi i mancati accordi tesi a regolamentare il rapporto di trasporto tra le società Nettis Impianti e Italcogim Vendite.
In sede di audizione congiunta, svoltasi nel giugno 2003, le parti hanno manifestato serio interesse a una composizione bonaria della vicenda, impegnandosi a effettuare un tentativo in tal senso e a comunicarne l'esito agli Uffici. Nel luglio 2003, le parti hanno reso noto all'Autorità di aver stipulato un contratto di trasporto sulla rete di distribuzione che ha avuto esecuzione a partire dall'1 luglio 2003, data da cui l'accesso al servizio di distribuzione ha avuto effettivamente luogo. Essendo stata soddisfatta l'istanza presentata da Italcogim Vendite, a seguito dell'intervenuta conciliazione fra le parti, è quindi venuto meno il presupposto per l'avvio dell'istruttoria e per la sua prosecuzione. Pertanto l'istanza è stata archiviata.

Il contenzioso tra Sime e Dalmine Energie

Con delibera 29 ottobre 2003, n. 125, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Sime, relativamente al rifiuto alla richiesta di accesso al servizio opposto alla società Dalmine Energie S.p.A., subentrata nella fornitura a tre clienti finali (Hoval Carival S.r.l., Fiap S.p.A. e Cima S.r.l.), precedentemente forniti da Sime e allacciati a tre diverse reti di distribuzione della stessa. Come nel caso descritto della società CGM, con la medesima delibera n. 125/03, l'Autorità ha anche avviato un'istruttoria formale per comminare una sanzione amministrativa pecuniaria a Sime, per inosservanza dell'obbligo (previsto dalla delibera n. 122/02) di effettuare nuovi conferimenti o revisioni delle capacità assegnate in modo da assicurare la fornitura nei punti di riconsegna esistenti, per i clienti finali trasferiti da un fornitore all'altro.
Nel dicembre 2003, durante l'audizione congiunta, Sime aveva argomentato che il rifiuto da essa opposto fosse giustificato dal fatto che Dalmine Energie non aveva ottenuto sulla rete di trasporto, interconnessa con le reti di distribuzione di Sime, il conferimento della necessaria capacità di trasporto; inoltre, nella pendenza dell'istruttoria, Dalmine Energie stava indebitamente percependo il corrispettivo per la fornitura di gas dai sopra richiamati clienti finali.
L'istruttoria ha evidenziato che Dalmine Energie aveva ottenuto il conferimento sulla rete di trasporto necessario per immettere il proprio gas nelle reti gestite

da Sime. Tuttavia, perché Dalmine Energie potesse accedere alla rete, Sime avrebbe dovuto imputare a essa una quota del gas presente nelle proprie reti (in misura pari a quella alla quale Dalmine Energie aveva diritto) e comunicare quanto sopra all'impresa di trasporto che gestisce la rete interconnessa con la rete di distribuzione (Snam Rete Gas), ai fini delle allocazioni previste nel relativo Codice di rete. Non avendo posto in essere tali adempimenti, Sime ha precluso a Dalmine Energie l'accesso alle reti.

Nel gennaio 2004 gli Uffici hanno trasmesso alle parti interessate le risultanze istruttorie, nelle quali viene sostanzialmente confermata l'illegittimità del rifiuto prospettata nella delibera di avvio. In data 26 febbraio 2004 si è svolta, presso la sede di Milano dell'Autorità, l'audizione finale richiesta dalle società Dalmine Energie, Sime, Hoval Carival, Fiap e Cima, nel corso della quale i loro rappresentanti hanno esposto e ribadito le rispettive ragioni.

In conseguenza di quanto sopra, gli Uffici proporranno all'Autorità l'adozione di un provvedimento in forza del quale Sime sia intimata a porre in essere tutti i comportamenti necessari a immettere nelle reti di sua pertinenza il gas per il quale Dalmine Energie ha ottenuto la capacità di trasporto ai punti di interconnessione sopra richiamati.

Per quanto riguarda il periodo durante il quale Sime ha precluso l'accesso a Dalmine Energie, si deve invece precisare che, nelle risultanze istruttorie di cui sopra, gli Uffici hanno prospettato una soluzione conciliativa articolata nei seguenti assunti e conseguenze:

a) il gas consegnato e consumato dai clienti finali sopra richiamati sino al 31 dicembre 2002 apparteneva a Sime, mentre il gas consegnato e consumato nel periodo successivo a tale data, apparteneva a Sime.Comm., con la conseguenza che dette società hanno diritto, per i periodi di competenza, a ottenere quanto indebitamente riscosso da Dalmine Energie per il servizio di vendita;
b) Dalmine Energie avrebbe comunque titolo al risarcimento del danno in conseguenza dell'ingiustificato rifiuto per le quantità di gas che risulterebbero invendute ai sopra detti clienti finali;
c) la compensazione dei crediti di cui alle precedenti lettere a) e b) determinerebbe la persistenza in capo a Dalmine Energie del solo obbligo di corrispondere a Sime l'importo per il servizio di distribuzione di gas da quest'ultima erogato.

Con riferimento all'aspetto sanzionatorio della vicenda in esame, gli Uffici, qualora le parti addivenissero a un accordo conciliativo nei termini sopra prospettati, proporranno all'Autorità l'irrogazione di una sanzione pecuniaria determinata nel minimo ammontare previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481.

Il contenzioso tra GNL Italia e Gas Natural Vendita Italia

Ai sensi della delibera 29 settembre 2003, n. 113, il servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia è offerto con conferimento della capacità disponibile su base annuale, entro il 31 agosto di ogni anno, salvo diverso accordo tra le parti, e assicurando la parità di trattamento tra gli utenti. In deroga a tali condizioni, possono essere effettuati conferimenti con condizioni diverse, a patto che i relativi contratti di accesso siano verificati e approvati dall'Autorità.

Per l'anno termico 2001/02 la società Snam Rete Gas S.p.A., che nel 2001 gestiva il terminale di Panigaglia (oggi gestito da GNL Italia S.p.A.), aveva stipulato con l'allora Snam (divenuta poi Eni – Divisione Gas & Power) un contratto "in deroga" per l'accesso al terminale, di durata pluriennale, trasmesso all'Autorità ai fini della verifica. L'Autorità aveva modificato tale contratto (delibera 7 marzo 2002, n. 38) e aveva ribadito che, indipendentemente dalla durata contrattuale che le parti decidono di convenire, la capacità rilevante ai fini dell'esecuzione del contratto medesimo deve comunque essere determinata con procedure di conferimento da rinnovare annualmente. Per ogni anno termico in cui l'impresa di rigassificazione effettua conferimenti di capacità su base annuale, in deroga alle previsioni generali contenute nella delibera 30 maggio 2001, n. 120, le parti sono tenute a trasmettere all'Autorità il relativo contratto di accesso per la conseguente verifica.

Nel novembre 2003 GNL Italia ha comunicato all'Autorità di aver negato l'accesso al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia alla società Gas Natural Vendita Italia S.p.A., per insufficienza della capacità necessaria per il servizio di rigassificazione su base annuale. In particolare, GNL Italia ha precisato che tutta la capacità disponibile per il servizio di rigassificazione su base annuale era stata già conferita alla società Eni S.p.A., e che Gas Natural Vendita Italia avrebbe potuto avere accesso solamente al servizio di rigassificazione di tipo *spot*.

Da un esame della documentazione inviata dalla stessa GNL Italia, è emerso che Gas Natural Vendita Italia aveva formulato una prima richiesta di accesso già nel luglio 2003 per un servizio di tipo continuativo. L'istruttoria formale avviata dall'Autorità (con la delibera 12 febbraio 2004, n. 16) ha lo scopo di accertare se il comportamento di GNL Italia nei confronti di Gas Natural Vendita Italia sia qualificabile come ingiustificato rifiuto di accesso e costituisca pertanto presupposto per l'adozione di un ordine di cessazione della condotta lesiva del diritto degli utenti, ai sensi della legge n. 481/95.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO TECNICO E ISPEZIONI

I controlli tecnici

Nel periodo compreso tra l'aprile 2003 e l'aprile 2004 si è svolto un programma di controlli tecnici, consistenti in sopralluoghi presso esercenti o impianti, ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95. Essi sono stati effettuati prevalentemente in attuazione di delibere dell'Autorità. I controlli tecnici sono stati 19 (193 dall'inizio dell'attività di controllo) e hanno interessato 7 esercenti il servizio elettrico (di cui 8 esercizi di Enel Distribuzione S.p.A.), 4 esercenti il servizio gas e un impianto di Enel Green Power S.p.A. (Tav. 7.1).

Gli esercizi di Enel Distribuzione presso cui sono stati effettuati controlli tecnici riguardano 21 ambiti territoriali (province di Forlì, Varese, Treviso, Rieti, Roma, Frosinone, area metropolitana di Napoli, Sassari e Trapani). Questi sono stati scelti a campione, verificando la metodologia di registrazione delle interruzioni anch'esse scelte a campione. A tal proposito gli Uffici dell'Autorità hanno proseguito la consulenza con il Dipartimento di matematica del Politecnico di Milano, utilizzando le metodologie di verifica a campione elaborate dal medesimo dipartimento.

Una parte consistente dei controlli ha riguardato l'effettuazione di verifiche sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti e relativi al 2002, suddivise in tre diverse fasi. La prima ha interessato un esercente con numero di utenti compreso tra 5 000 e 100 000 e un esercente con numero di utenti superiore a 100 000 entrati per la prima volta in regolazione; i risultati di tali controlli tecnici sono stati utilizzati per la predisposizione della delibera 31 luglio 2003, n. 93, con cui l'Autorità ha determinato i livelli tendenziali di miglioramento della continuità come base per la regolazione della qualità del servizio. La seconda ha riguardato 3 esercenti già in regolazione (tra cui gli 8 esercizi di Enel Distribuzione) ed era finalizzata al procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi all'anno 2002; i risultati di tali controlli tecnici sono stati

TAV. 7.1 **SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI**

aprile 2003 – aprile 2004

MOTIVAZIONE	ESERCENTI O IMPIANTI CONTROLLATI
Regolamentazione della continuità del servizio elettrico	8 esercizi di Enel Distribuzione 6 aziende di media e grande dimensione
Contributi a produttori elettrici ai sensi del provvedimento CIP6 e del decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994	1 impianto idroelettrico
Tariffe gas	4 aziende di medie e piccole dimensioni

utilizzati per la predisposizione della delibera 4 dicembre 2003, n. 140, con cui l'Autorità ha determinato per ciascun ambito territoriale i recuperi di continuità del servizio conseguiti dagli esercenti. La terza, iniziata nel mese di aprile 2004, ha interessato 2 esercenti con numero di utenti compreso tra 5 000 e 100 000, entrati per la prima volta in regolazione nell'anno 2004.

Sono risultati non validi i dati di 2 esercizi di Enel (6 ambiti territoriali), entrambi a causa del valore dell'indice di precisione esterno alla fascia di tolleranza ammessa, per i quali si è proceduto al calcolo del valore presunto dell'indicatore di riferimento e si sono azzerati gli incentivi previsti. Per gli ambiti territoriali i cui dati sono stati dichiarati validi a seguito dei controlli tecnici e per quelli non sottoposti a controllo tecnico sono stati confermati i dati di continuità comunicati dalle imprese distributrici.

Durante i controlli tecnici effettuati sui dati di continuità del servizio relativi al 2002, sono stati verificati tre aspetti: l'accuratezza delle registrazioni delle interruzioni effettuate dagli esercenti (cioè la 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 (ovvero la 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); infine la correttezza dell'attribuzione delle interruzioni alle cause di forza maggiore ed esterne, in modo da escluderne gli effetti dal computo dell'indicatore di riferimento utilizzato per la verifica del conseguimento dei livelli tendenziali.

A seguito dei controlli tecnici effettuati è stato rilevato che le imprese distributrici applicano ormai una prassi comune di registrazione delle interruzioni e utilizzano generalmente in modo corretto le clausole di esclusione previste dalla regolazione della continuità del servizio.

Il controllo presso l'impianto di produzione di Enel Green Power ha riguardato la verifica di interventi eseguiti in ordine alle provvidenze per produttori di elettricità, ai sensi delle disposizioni CIP6, che sono stati accertati con delibera 1 luglio 2003, n. 74.

I controlli presso gli esercenti il servizio gas hanno riguardato la verifica della corretta applicazione della metodologia utilizzata per la determinazione delle opzioni tariffarie per l'attività di distribuzione del servizio gas. In particolare, in base alla delibera 31 luglio 2003, n. 89 – che ha introdotto una procedura di verifica individuale dei maggiori costi sopportati dalle imprese di distribuzione che gestiscono il servizio in forma associata, con una rete estesa su più località, in un territorio vasto e con profili altimetrici distinti – gli esercenti che si trovino nella situazione descritta devono trasmettere all'Autorità, congiuntamente alla proposta tariffaria, una dichiarazione basata su evidenze contabili oggetti-

vamente verificabili, dei maggiori costi; l'Autorità deve poi procedere alle verifiche dei dati dichiarati, mediante controlli tecnici e ispezioni. I controlli tecnici nelle sedi delle 4 società di distribuzione hanno avuto diversi riscontri: in un caso si è avuta l'archiviazione della pratica, mentre negli altri casi è ancora in corso la valutazione della documentazione acquisita.

I controlli tecnici hanno comportato in media un sopralluogo della durata di 1,5 giorni e l'impiego di 3 persone tra funzionari dell'Autorità ed esperti acquisiti dalla stessa tramite un progetto di collaborazione realizzato con l'ENEA in materia di controlli tecnici e ispezioni.

L'elenco dei controlli tecnici è riportato in dettaglio nella tavola 7.2.

Tutti gli interventi effettuati hanno dato o daranno luogo a provvedimenti generali o individuali dell'Autorità.

Le ispezioni

Nel periodo compreso tra aprile 2003 e aprile 2004 è proseguita l'attività di collaborazione con il Nucleo speciale tutela concorrenza e mercato della Guardia di Finanza, come previsto dalla delibera 14 settembre 2001, n. 199, recante il Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia

TAV. 7.2 **ELENCO DEI CONTROLLI TECNICI EFFETTUATI DA APRILE 2003 AD APRILE 2004**

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	NUMERO E CARATTERISTICHE DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
Servizio distribuzione elettrica	2 aziende con numero utenti superiore a 100 000 1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico e determinazione dei recuperi di continuità del servizio	Verificati 17 ambiti territoriali di cui 6 dichiarati non validi
	1 azienda con numero utenti superiore a 100 000 entrante in regolazione nel 2003 1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000 entrante in regolazione nel 2003	Applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico e determinazione dei livelli tendenziali di miglioramento della continuità	Verificati 4 ambiti territoriali tutti dichiarati validi
	2 aziende con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000 entranti in regolazione nel 2004	Applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico e determinazione dei livelli tendenziali di miglioramento della continuità	Valutazione in corso
Servizio produzione elettrica	1 impianto idroelettrico di taglia piccola	Accertamento di rifacimento, potenziamento e costi sostenuti per la realizzazione di impianti ai sensi del provvedimento CIP6	Istanza rifacimento accolta
Servizio distribuzione gas	1 azienda con numero utenti superiore a 100 000 1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000 2 aziende con numero utenti inferiore a 5 000	Accertamento della corretta applicazione della tariffa gas	Verificata la corretta applicazione della tariffa gas per 1 azienda di grandi dimensioni e valutazione in corso per le rimanenti aziende

di Finanza in materia di ispezioni. Nel corso del medesimo periodo il rapporto con il Nucleo speciale è proseguito con una serie di cordiali e fattivi incontri, durante i quali sono state formalizzate le procedure per l'esecuzione delle ispezioni, in accordo con il Protocollo di intesa.

Inoltre, durante il periodo in esame, è stata completata l'analisi dei risultati delle ispezioni, effettuate ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95 e stabilite dall'Autorità con delibera 18 aprile 2002, n. 65, presso i 24 esercenti il servizio di distribuzione elettrica.

Gli esiti delle suddette ispezioni sono riportati in dettaglio nella tavola 7.3.

Nel mese di dicembre 2003, sono state effettuate 2 ispezioni, stabilite dall'Autorità con delibera 12 novembre 2003, n. 128, presso le società Consiag Reti S.p.A. e Acam S.p.A., al fine di acquisire informazioni relativamente alla corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera n. 89/03. L'esecuzione delle verifiche ha comportato l'esame di documenti relativi ai bilanci e ai costi di gestione.

Successivamente l'Autorità, con delibera 5 febbraio 2004, n. 10, ha rigettato le proposte tariffarie base per l'anno termico 2003/04, relative al servizio di distribuzione del gas, presentate dalla società Consiag Reti.

Infine, nel mese di aprile 2004 è stata effettuata un'ispezione presso la Società Irpina Distribuzione Gas, SIDGAS S.p.A., al fine di acquisire informazioni relativamente alla corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237.

TAV. 7.3 **ELENCO DELLE ISPEZIONI EFFETTUATE DA APRILE 2003 AD APRILE 2004**

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	NUMERO E CARATTERISTICHE DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
Servizio distribuzione elettrica	4 aziende con numero utenti superiore a 100 000 13 aziende con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000 7 aziende con numero utenti inferiore a 5 000	Applicazione dei corrispettivi di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali in bassa tensione, dei corrispettivi del servizio di vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato in bassa tensione e modalità di fatturazione dei corrispettivi dei servizi di trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione a seguito dell'introduzione dell'euro	Verificata la corretta applicazione delle delibere dell'Autorità per 2 aziende di grandi dimensioni, per 3 aziende di medie dimensioni e per 2 aziende di piccole dimensioni. Emerse inottemperanze per le rimanenti aziende
Servizio distribuzione gas	1 azienda con numero utenti superiore a 100 000 1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera n. 89/03	Rigetto delle proposte tariffarie base per l'anno termico 2003/04 per 1 azienda di grandi dimensioni e valutazione in corso per 1 azienda di medie dimensioni
	1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera n. 237/00	Valutazione in corso

Controllo della qualità nel servizio di fornitura del gas

L'attività di vigilanza si è concentrata sui controlli sistematici sull'attuazione delle direttive dell'Autorità sulla qualità commerciale dei servizi gas e sulla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas.

Nel 2003 sono stati verificati i dati comunicati dagli esercenti relativi agli indennizzi automatici pagati ai clienti finali; il controllo ha riguardato 15 imprese evidenziando una diminuzione del fenomeno di mancato o ritardato pagamento dell'indennizzo dovuto di norma a problemi organizzativi o inadeguatezza dei sistemi informativi (le imprese hanno comunque pagato gli indennizzi con maggiorazioni comprese tra il doppio e il quintuplo per ritardato pagamento).

Solo 3 imprese, tra quelle verificate nel 2003, erano già state controllate nel 2002 per mancato o ritardato pagamento degli indennizzi: da esse è stata acquisita prova documentale (fotocopia della bolletta di ogni cliente finale riportante l'indennizzo corrisposto o copia dell'assegno circolare) dell'avvenuto pagamento dell'indennizzo.

Per quanto riguarda la sicurezza del servizio di distribuzione del gas, nel 2003 sono stati verificati in particolare i dati comunicati dagli esercenti per la ricerca programmata delle dispersioni e per l'odorizzazione del gas.

Si sono così individuate 35 imprese che, in base ai dati comunicati, risultavano non adempienti, se pure di poco, rispetto alle percentuali minime annue di ispezione delle reti imposte dall'Autorità per ogni impianto di distribuzione (minimo il 20 per cento per le reti in bassa pressione e il 30 per cento per quelle in media/alta pressione); poiché il 2002 è stato il primo anno di attuazione della delibera 28 dicembre 2000, n. 236, si è scelto di inviare alle imprese una richiesta di informazioni anche al fine di accertare che non si trattasse solo di errori materiali nei dati comunicati.

Alle 23 imprese che sono risultate effettivamente inadempienti è stato richiesto – e ottenuto – l'impegno di recuperare nel 2003 le percentuali di reti non sottoposte a ispezione nell'anno precedente in modo da superare i minimi imposti dall'Autorità con riferimento al biennio 2002-2003.

Sezione 3

RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ

RAPPORTI ISTITUZIONALI

ORGANIZZAZIONE E RISORSE

PAGINA BIANCA

8. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON IL GOVERNO, IL PARLAMENTO E ALTRE ISTITUZIONI

Nel periodo aprile 2003 – aprile 2004, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha formulato segnalazioni al Governo e al Parlamento su disegni di legge in discussione, nonché osservazioni e proposte riguardo a sviluppi normativi rilevanti per i settori dell'energia elettrica e del gas, come previsto dalla sua legge istitutiva. Essa ha inoltre presentato al Ministero delle attività produttive, in attuazione di quanto richiesto da norme di legge, pareri relativamente a schemi di disposizioni amministrative.

L'Autorità è stata chiamata a fornire specifici elementi conoscitivi e osservazioni attinenti ai settori di sua pertinenza nell'ambito di audizioni parlamentari presso le competenti commissioni parlamentari del Senato della Repubblica e della Camera dei deputati.

È proseguita l'indagine conoscitiva congiunta sui mercati dell'energia elettrica e del gas, avviata di concerto con l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato il 20 febbraio 2003, che verrà chiusa in corso d'anno.

Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento

Segnalazione sul disegno di legge di riordino del settore energetico

Il 19 giugno 2003 l'Autorità ha inoltrato ai Presidenti della Camera e del Senato una segnalazione contenente osservazioni e proposte sul disegno di legge AC 3297, recante *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi.*

Nella segnalazione si proponeva l'estensione al settore elettrico dello statuto della società responsabile della rete di trasmissione nazionale, già previsto per il gas, come società sottoposta alle funzioni di regolazione dell'Autorità, integrate dalla intestazione al Ministro delle attività produttive del potere di adottare i provvedimenti necessari a garantire la sicurezza, l'economicità e la programmazione a lungo termine del sistema. Si giudicavano poi superflue le disposizioni proposte in materia di esenzione dai diritti di accesso di terzi alle nuove capacità di trasporto di gas naturale, in quanto già oggetto di analoghe disposizioni dell'Autorità. Si riteneva inappropriata l'introduzione per via di legge di criteri specifici relativi alla determinazione delle tariffe in quanto limitative della necessaria discrezionalità dell'organo di regolazione. Si suggerivano nuove norme atte a impedire la formazione o il consolidamento, in capo a gruppi nei quali figurino imprese utenti delle infrastrutture di rete e del sistema delle offerte, di posizioni di controllo delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti

nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale. Si notava la potenziale contraddittorietà delle norme che attribuivano al ministero la potestà di individuare le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso di insufficienza delle capacità di trasporto disponibili, con le norme di cui all'art. 23 della nuova Direttiva comunitaria per il mercato del gas naturale. Si proponeva di eliminare la possibilità di differire il passaggio dei clienti finali del mercato elettrico allo *status* di idonei, prospettando invece la possibilità che essi possano mantenere le tariffe regolamentate fino a diversa opzione. Erano poi sottolineati i rischi di un'eccessiva estensione dell'area degli impianti ammissibili al sistema di incentivazioni attraverso il sistema dei certificati verdi, con possibile aumento delle tariffe a carico dei clienti finali, difficoltà di bilanciamento e costi amministrativi in relazione alla soluzione proposta. Si osservavano inoltre i pericoli di duplicazione e frammentazione della disciplina della qualità del servizio, derivanti dall'attribuzione al Ministero delle attività produttive del potere di emanare norme in materia per le piccole reti isolate. Si suggeriva il mantenimento in capo ai distributori di gas naturale dell'obbligo di accertare la sicurezza degli impianti di utenza a valle del misuratore. Si proponeva di eliminare la facoltà di proroga delle concessioni di stoccaggio del gas naturale, al fine di favorire l'entrata di nuovi soggetti.

Osservazioni sui decreti in materia di efficienza e risparmio energetico

Il 24 luglio 2003 l'Autorità presentava, su richiesta del Ministero delle attività produttive, le proprie osservazioni e proposte sugli schemi di nuovi decreti ministeriali in materia di efficienza e risparmio energetico negli usi finali, relativi rispettivamente all'energia elettrica e al gas.

Nell'ambito di un giudizio complessivamente positivo sugli schemi di decreto, anche in relazione all'introduzione della trattabilità dei risultati ottenuti attraverso i cosiddetti "certificati bianchi", l'Autorità riteneva opportuna in via transitoria la definizione di obiettivi nazionali di risparmio energetico a carico dei distributori, giudicando tuttavia che tale responsabilità sarebbe stata destinata a trasferirsi sui venditori e sulle società di servizi energetici a seguito del riassetto dei settori. Si suggeriva poi di includere negli obblighi i clienti direttamente connessi con le reti di trasporto del gas naturale, in modo da evitarne l'ingiustificata esenzione dagli obblighi relativi all'efficienza e al risparmio energetico. Pur apprezzando la semplificazione degli adempimenti proposta dagli schemi, si sottolineava l'estensione delle tipologie di intervento previste, assai maggiore che in analoghe esperienze di paesi comparabili; si proponeva quindi di adottare metodi standardizzati e analitici per la valutazione dei risultati effettivamente raggiunti, dopo una fase sperimentale riferita a modalità di intervento limitate.

In relazione alle complessità delle operazioni di controllo, verifica ed emissione di certificati di efficienza energetica, l'Autorità ne proponeva l'affidamento a un soggetto terzo, sottoposto alla sua supervisione e al suo coordinamento, con il coinvolgimento delle Regioni e delle Province autonome. Si proponeva poi sia di coprire i costi degli interventi attraverso le tariffe di trasmissione e distribuzione, sia che da esse fossero detratti i proventi delle eventuali sanzioni irrogate per mancato conseguimento degli obiettivi.

Osservazioni sulle disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale

In occasione della conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, recante *Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*, l'Autorità ha inviato, in data 16 ottobre 2003, alcune osservazioni ai Presidenti della Camera e del Senato. Si osserva come l'adozione di ulteriori norme primarie in materia di funzioni già intestate a ministeri o società operative introduca rigidità nel governo del settore energetico. Inoltre, la determinazione della capacità interrompibile, definita dal Ministro delle attività produttive con propri provvedimenti negli anni scorsi, e l'art. 35 della legge 12 dicembre 2002, n. 273, intestano allo stesso ministro tale funzione: la nuova norma, anche se orientata al fine di garantire la sicurezza, appariva in contrasto con le esigenze di trasparenza e con le procedure consultative precedentemente adottate nel settore. Infine il trasferimento al Ministro delle attività produttive del potere, intestato all'Autorità dall'art. 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di disciplinare modalità e condizioni delle importazioni di elettricità si porrebbe in contrasto con la nuova Direttiva europea 2003/54/CE e con il regolamento europeo sugli scambi transfrontalieri di elettricità (vigente nell'ordinamento italiano con decorrenza 4 agosto 2003), che intestano alle Autorità di regolazione nazionali le funzioni in oggetto.

Segnalazione sull'unificazione di proprietà e gestione della rete elettrica nazionale

Il 20 aprile 2004, l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione in merito all'applicazione dell'art. 1-*ter*, comma 1, della legge 27 ottobre 2003, n. 290, relativamente ai criteri, alle modalità e alle condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica.

È stata rappresentata l'esigenza che le misure in via di adozione siano tali da garantire l'indipendenza e l'imparzialità del soggetto investito della gestione, così come le razionalizzazioni tese a promuovere miglioramenti in termini di

economicità ed efficienza del servizio, nonché di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

È altresì essenziale la coerenza con la disciplina comunitaria, e in particolare con l'assetto del settore previsto dalla Direttiva 2003/54/CE. Occorre escludere la possibilità che singoli operatori settoriali possano controllare, di fatto o di diritto, le decisioni adottate dal soggetto risultante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete. Ciò può essere ottenuto sia con misure incidenti sull'assetto proprietario, sia con misure vertenti sui processi di formazione delle decisioni negli organi societari.

La suddetta unificazione di proprietà e gestione rappresenta inoltre l'occasione per valutare l'opportunità di perseguire quella territoriale della rete nazionale di trasmissione. A questo fine l'Autorità potrebbe intervenire attribuendo ai soli soggetti proprietari delle porzioni di rete, eventualmente non unificate, i costi connessi con la permanenza di tale segmentazione, prevedendo al contempo incentivi per i partecipanti all'unificazione.

Richiesta di indirizzi di politica sociale

Le misure adottate dall'Autorità in materia tariffaria nel settore dell'energia elettrica danno luogo, tra l'altro, a un progressivo riallineamento ai costi dei corrispettivi di fornitura: ciò determina la necessità di definire anche il regime di tariffe agevolate. Considerando il rilievo di un tale regime nel quadro delle politiche economiche e sociali, nel febbraio 2004 l'Autorità ha inviato una richiesta al Governo per il rilascio di indirizzi riguardanti i requisiti di accesso, l'entità delle agevolazioni e la riallocazione degli oneri, da emanarsi nell'ambito del successivo Documento di Programmazione Economica e Finanziaria.

Risposta al documento per la consultazione sull'emission trading

A fine aprile 2004 il Ministero dell'ambiente, di concerto con il Ministero delle attività produttive, emanava un documento per la consultazione relativo alla metodologia di assegnazione delle quote di emissione di gas ad effetto serra per il periodo 2005-2007, secondo le modalità esposte dalla Direttiva europea 2003/87/CE del 13 ottobre 2003. Le quote assegnate ai singoli impianti, ai sensi della Direttiva, sono contestuali al rilascio dell'autorizzazione all'esercizio. A partire dal 2005, gli operatori non potranno eccedere tale tetto di emissione a meno di comprare diritti di emissioni da altri operatori che abbiano conseguito una riduzione delle emissioni rispetto alle quote assegnate.

Il documento per la consultazione è preliminare alla presentazione, in Commissione europea, del piano di allocazione nazionale con il quale ogni stato membro identifica il volume totale di quote di emissione assegnate a ciascun settore coperto dalla Direttiva, e le modalità di assegnazione ai singoli impianti di produzione.

Oltre alle finalità ambientali, la Direttiva sull'*emission trading* ha implicazioni nel mercato elettrico in termini di prezzi finali e in termini di possibili ostacoli alla concorrenza tra gli operatori. Il documento, relativamente al settore elettrico, si basa su due punti fondamentali:

- le proiezioni di emissione del settore termoelettrico al 2010, in base alle quali vengono identificate le quote da assegnare agli impianti, sono stimate a 154 Mt CO_2 eq rispetto alle 124 Mt CO_2 eq identificate con la delibera CIPE n. 123/03.
- le modalità di assegnazione delle quote agli impianti sono soggette a consultazione in relazione a due diverse metodologie esposte nel capitolo 4 e nell'allegato 5 del documento. Entrambe le metodologie ricorrono, in maniera differente, alla possibilità di ritirare le quote assegnate per il periodo, a seguito di una modifica oraria del funzionamento dei singoli impianti rispetto alle previsioni.

L'Autorità nel rispondere al documento per la consultazione, limitava i suoi commenti al solo settore elettrico, constatando che:

- il settore termoelettrico, a causa di una più facile identificazione degli impianti di produzione, risulta penalizzato in confronto ad altri settori, quali i trasporti, altrettanto responsabili di emissioni di gas serra;
- l'introduzione di un meccanismo di *emission trading* determina un incremento dei prezzi di generazione in un momento particolarmente delicato del mercato;
- l'assegnazione delle quote per il periodo 2005-2007, data la transitorietà del parco impianti, oggetto di un incisivo programma di rinnovamento tecnologico, rischia di introdurre una rendita per gli impianti esistenti e di trasformarsi in barriera all'ingresso per i nuovi operatori.

Alla luce di queste considerazioni l'Autorità auspicava che il meccanismo adottato permettesse, una volta effettuata l'assegnazione iniziale, il più ampio recupero possibile, per via amministrativa, delle quote non impiegate degli operatori a fronte di una riduzione della produzione oraria degli impianti, sottraendole al mercato. Con l'adozione di un recupero *ex-post* delle quote, infatti, risulta possibile limitare gli effetti negativi sui prezzi finali e in termini di concorrenza sino a completamento del processo di rinnovamento del parco impianti.

Segnalazione per possibili interventi di controllo della domanda elettrica estiva

Le previsioni di possibili difficoltà ad assicurare la copertura dei consumi elettrici nel breve e medio periodo hanno spinto l'Autorità a formulare, nel maggio 2004, una segnalazione al Governo in merito a possibili interventi per il controllo della domanda di energia elettrica in occasione della punta estiva.
Le politiche di gestione e di controllo della domanda elettrica includono un ventaglio di interventi molto ampio, che va da misure orientate al conseguimento di riduzioni dei picchi di consumo nel breve o brevissimo periodo, a misure orientate invece ad ottenere un abbassamento della curva di domanda graduale, ma distribuito omogeneamente su più intervalli di tempo.
Questi interventi, se realizzati in modo efficace, producono risultati apprezzabili - in termini di diminuzione dei consumi medi e alla punta - in tempi molto più contenuti, e a costi inferiori, rispetto a quelli necessari per incrementare la capacità di generazione.
I contenuti della segnalazione vertevano su tre possibili aree di intervento:

- l'urgenza di dare attuazione alle politiche per la promozione dell'efficienza energetica introdotte con i decreti ministeriali del 24 aprile 2001. Tali decreti, che introducono nel nostro paese un sistema di obiettivi obbligatori per le grandi società di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, in termini di efficienza, sono in attesa di un processo di revisione che ne permetta una più facile ed efficace introduzione. L'attuazione dei due decreti produrrà una riduzione dei consumi complessivi di energia, rispetto al naturale sviluppo della domanda;
- l'importanza di una rapida attuazione della direttiva comunitaria sull'etichettatura energetica dei condizionatori per usi civili, la cui introduzione negli ultimi anni ha determinato un marcato incremento dei consumi nelle ore di punta estive;
- la centralità della politica fiscale nell'orientare le scelte dei consumatori ad opzioni di consumo maggiormente attente alla promozione dell'efficienza.

L'Autorità, infine, segnalava l'opportunità di progettare e avviare concreti interventi volti a migliorare il rendimento energetico degli edifici destinati alla Pubblica Amministrazione, anche al fine di fungere da esempio per interventi di natura analoga nel settore privato.

TAV. 8.1 **PARERI RILASCIATI DALL'AUTORITÀ AL MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE DAL 30 APRILE 2003 AL 30 APRILE 2004**

DATA	ARGOMENTO	NORMA DI LEGGE
10.4.2003	Aggiornamento della rete nazionale di gasdotti	Art. 9, comma 1, decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164
17.4.2003	Schemi di convenzione per cessione di energia elettrica e dei relativi diritti di cui al Titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP 6	Art. 3, comma 12, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
2.9.2003	Determinazione delle partite economiche relative a oneri generali del sistema elettrico	Art. 2, comma 1, legge 17 aprile 2003, n. 83
10.9.2003	Schemi di convenzione per cessione di energia elettrica e i relativi diritti di cui al Titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP 6	Art. 3, comma 12, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
11.12.2003	Schema di decreto recante modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2004	Art. 10, comma 2, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
11.12.2003	Modifica della disciplina del mercato elettrico	Art. 2, comma 2.3, decreto del Min. dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001
17.12.2003	Modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2004	Art. 10, comma 2, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
23.12.2003	Assunzione della titolarità della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente Unico	Art. 4, comma 2, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Rilascio di pareri al Ministero delle attività produttive

In ottemperanza a norme di legge, nel periodo aprile 2003 – aprile 2004 l'Autorità ha predisposto e inoltrato al Ministero delle attività produttive i pareri elencati nella tavola 8.1.

In particolare, il parere del 2 settembre 2003 richiedeva alcune modifiche dei valori delle partite economiche relative a oneri generali del sistema elettrico e l'introduzione di una data certa per la loro estinzione.

Nel parere dell'11 dicembre 2003, relativo alle modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2004, l'Autorità ha sottolineato la necessità che l'assegnazione delle capacità di importazione fosse orientata alla promozione della concorrenza, e perciò al rafforzamento del pluralismo degli operatori, anche tenendo conto della quota delle interconnessioni la cui assegnazione è di competenza di altri paesi. Inoltre, se gli assegnatari della capacità di importazione possono beneficiare di minori costi di approvvigionamento rispetto alla produzione nazionale, non vi è motivo di esentarli da eventuali oneri derivanti da fenomeni di congestione interni al paese. L'Autorità ha poi sottolineato l'opportunità che la verifica dell'elevato utilizzo della

capacità assegnata fosse effettuata su base mensile anziché annuale, in modo da rendere effettiva la minaccia di un rilascio ad altri della capacità assegnata ma non adeguatamente utilizzata. Infine, è stata fatta presente l'opportunità di attribuire contestualmente anche la capacità inizialmente trattenuta per esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale. Il Ministro delle attività produttive, nel successivo decreto del 17 dicembre 2003, ha fatto proprie le considerazioni dell'Autorità.

Audizioni presso le commissioni parlamentari permanenti

Il 30 ottobre 2003 l'Autorità è stata chiamata in audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera nell'ambito dell'esame dello schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva europea 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Nell'audizione, corredata da apposita memoria, l'Autorità ha espresso il proprio apprezzamento per l'impianto generale del provvedimento in esame, sottolineando tuttavia la difficoltà di perseguimento degli ambiziosi obiettivi indicati per l'orizzonte 2010-2012, dell'ordine di 70-75 TWh annui. Ha poi notato i rischi potenziali derivanti da una incentivazione della produzione da rifiuti comprensiva della componente non biodegradabile degli stessi, non conforme con la suddetta Direttiva, evidenziando la necessità di uno stimolo diverso e separato per tale componente. Ha osservato l'elevato costo dell'incentivazione fin qui concessa alle fonti rinnovabili, in particolare a quelle assimilate, per effetto del provvedimento CIP6, osservando l'opportunità che ogni nuova incentivazione ne tenga conto ed evidenziando in particolare i rischi di distorsione tra fonti.

Problemi potrebbero derivare dal sistema di franchigie proposte, atto a incentivare la creazione di apposite società allo scopo di fruirne più volte. A fronte dell'obiettivo di favorire le piccole imprese si proponeva pertanto di concedere esenzioni sulla base della produzione elettrica complessiva dell'operatore, e non di quella rinnovabile. Si suggeriva poi di limitare l'emissione di certificati verdi a fronte di rifacimenti di impianti; di limitare nel tempo e nella quantità i benefici concessi alla generazione derivante da combustione di farine animali, della quale sarebbe peraltro preferibile la copertura a carico della fiscalità generale piuttosto che dell'utenza elettrica, anche per evitare i rischi di frodi e importazione delle stesse in misura superiore alle necessità nazionali di smaltimento. Si proponeva poi la sottoposizione dell'intera energia importata all'obbligo dei certificati verdi fino al conseguimento di effettive condizioni di reciprocità con i paesi interessati. Infine si suggeriva l'opportunità di un adeguato coordina-

mento con le norme rilevanti del disegno di legge AS 2421.

Il 13 novembre 2003 l'Autorità ha presentato all'Ufficio di Presidenza della X Commissione industria, commercio e artigianato del Senato, integrato dai rappresentanti dei gruppi, le proprie osservazioni e proposte sul disegno di legge AS 2421 per il riordino del settore energetico. Esso rappresenta la versione in discussione al Senato del sopra citato disegno di legge AC 3297 dopo l'approvazione di quest'ultimo da parte della Camera.

L'Autorità ha espresso l'opinione che il disegno di legge costituisca un utile contributo allo sviluppo della liberalizzazione e della concorrenza nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Le osservazioni presentate sono riferite in particolare a problemi di compatibilità e armonizzazione con le nuove norme comunitarie, in particolare con le Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, nonché con il regolamento 2003/1228/CE.

È stato sottolineato come l'attribuzione al Ministro delle attività produttive, sentito il parere dell'Autorità, ma non alla stessa Autorità, del compito di definire modalità e condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, apparisse in contrasto con i contenuti dell'art. 23, paragrafo 1, lettera a), della Direttiva 2003/54/CE, che intesterebbe alle Autorità di regolazione nazionali la definizione delle regole di gestione e assegnazione della capacità di interconnessione. La suddetta attribuzione porrebbe inoltre difficoltà operative, in quanto sarebbe da concordare con le competenti Autorità di regolazione dei paesi confinanti.

Laddove il disegno di legge riconosce ai soggetti investitori in nuove infrastrutture di interconnessione delle reti nazionali di trasporto di gas con l'estero l'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di acceso dei terzi, per un periodo di almeno 20 anni e per una quota di almeno l'80 per cento della nuova capacità, appare violata la previsione dell'art. 22, paragrafo 3, della Direttiva europea; questa prescrive la concessione di tali esenzioni sulla base di valutazioni effettuate caso per caso e per le quali al paragrafo 4 prevede che sia la Commissione europea a decidere in ultima istanza. Peraltro, l'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE stabilisce che le Autorità di regolazione nazionali concedano l'esenzione e ne definiscano i criteri, contrariamente all'art. 11, comma 1, dove si precisa che l'esenzione viene accordata dal Ministero delle attività produttive.

Si è poi osservato che il disegno di legge in esame prefigura un meccanismo di riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO_2), che incide sui costi dell'energia elettrica prodotta. Il meccanismo proposto impone una riduzione delle emissioni di CO_2 per unità di energia elettrica prodotta (incluso l'impiego delle energie rinnovabili) decrescente nel tempo, il cui obbligo ricade sulle imprese produttrici. Tale meccanismo pone problemi di coerenza con la nuova Direttiva europea 2003/87/CE istituente una disciplina per lo scambio di quote di emis-

sione di gas con effetto serra, dato che definisce un meccanismo per l'allocazione dei permessi di emissione ai singoli impianti e non alle imprese, e comprende tutti i gas con effetto serra e non la sola CO_2.
Sono state poi ribadite le perplessità già esposte in relazione al disegno di legge AC 3297 circa:

- l'opportunità di concedere la possibilità di differire il passaggio dei clienti finali del mercato elettrico allo *status* di idonei;
- l'emanazione di una specifica disciplina del servizio elettrico per le piccole reti isolate;
- l'abolizione dell'obbligo di accertare la sicurezza degli impianti di utenza a valle del misuratore;
- l'opportunità di prevedere proroghe delle concessioni di stoccaggio.

Sono state infine sottolineate nuovamente le necessità di coordinazione e uniformità di trattamento rispetto a quanto previsto in sede di recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 2001/77/CE.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE 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 sue proposte di regolazione, generalmente comprensive dello schema di provvedimento, della raccolta delle osservazioni scritte e, in casi di particolare rilevanza, del confronto diretto con i soggetti coinvolti in apposite audizioni speciali. Di norma l'Autorità tiene inoltre audizioni periodiche per raccogliere osservazioni e suggerimenti sul proprio operato da tutti i soggetti interessati.
Nel periodo compreso tra aprile 2003 e aprile 2004, utilizzando anche il sito Internet, l'Autorità ha diffuso 15 Documenti per la consultazione in vista dell'adozione di provvedimenti e raccolto le osservazioni dei soggetti interessati nel corso di audizioni tenutesi il 10 e l'11 luglio 2003, in tema di tariffe dell'energia elettrica ai clienti domestici economicamente disagiati, tariffe di trasporto e

TAV. 8.2 **SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**

aprile 2003 – aprile 2004

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Misure transitorie per l'introduzione di condizioni per la trasparenza e la concorrenza nell'approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento	4.6.2003	Scritta
Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007	19.6.2003	Audizioni speciali 10-11 luglio 2003
Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007	1.7.2003	Audizioni speciali 10-11 luglio 2003
Perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica	31.7.2003	Scritta
Proposte per la regolazione dei contratti bilaterali di cui all'art. 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	31.7.2003	Scritta
Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas fornito a mezzo di rete urbana	31.7.2003	Scritta
Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali	31.7.2003	Scritta
Determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007	12.11.2003	Scritta
Proposta di condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito, ai sensi degli artt. 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	27.11.2003	Scritta
Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007	27.11.2003	Scritta
Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2004-2007	13.1.2004	Audizioni speciali 23-26 gen 2004
Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007	13.1.2004	Audizioni speciali 23-26 gen 2004
Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481	30.1.2004	Scritta
Disciplina del servizio di trasporto del gas naturale nei casi di avviamento	10.3.2004	Scritta
Integrazione della delibera dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 e *misure per l'attuazione della delibera 30 gennaio* 2004, *n.* 5	17.3.2004	Scritta

corrispettivi per i servizi di misura e vendita, qualità della distribuzione, misura e vendita. Sulla definizione delle tariffe di trasporto e distribuzione e riguardo alla regolazione della qualità del servizio per il secondo periodo regolatorio 2004-2007, si sono tenute audizioni speciali nei giorni 23 e 26 gennaio 2004, dopo la diffusione dei due nuovi Documenti per la consultazione. A ognuna delle audizioni speciali hanno partecipato circa 90 soggetti interessati.

Stato del contenzioso

Anche alla luce dell'aggiornamento effettuato nel corso dell'anno 2003 e fino all'aprile 2004, i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali realizzati a seguito di impugnazioni delle disposizioni dell'Autorità (in un periodo compreso tra il 1997 e il 2003) confermano la tendenza positiva riscontrata negli anni precedenti. Le istanze di sospensione dei provvedimenti presentate al Tribunale amministrativo per la Lombardia (Tav. 8.3) sono state rigettate in 116 casi, accolte completamente in 22 e solo in parte in 12. Le decisioni di merito in primo grado hanno stabilito il rigetto del ricorso in 104 casi, l'accoglimento in 70 e l'accettazione parziale in 20. Quest'ultimo dato, peraltro, deve essere letto alla luce degli esiti dei giudizi di secondo grado (Tav. 8.4), che hanno integralmente accolto gli appelli dell'Autorità in 19 casi e parzialmente in 4. Sono stati favorevoli anche gli esiti dei giudizi sugli appelli presentati dai ricorrenti avverso le sentenze di primo grado di rigetto dei ricorsi: in 31 casi il Consiglio di Stato ha respinto l'appello, accogliendolo integralmente in 10 e parzialmente in 5.

Questi dati, tuttavia, non sono da soli sufficienti a dare indicazioni significative in merito a una questione cardine: quella della funzione stabilizzante dell'azione amministrativa dell'Autorità. Ciò si ricava, invece, osservando la tavola 8.5, dalla quale si evince come la gestione del contenzioso abbia prodotto risultati ben più rilevanti, sul piano istituzionale, di quelli già comunque favorevoli che si desumono dalle statistiche relative ai procedimenti giurisdizionali. Durante i primi sette anni di operatività (1997-2003), l'Autorità ha adottato 1 557 provvedimenti; di questi ben 140 sono stati impugnati (di norma con ricorsi plurimi): la ricaduta dei giudizi sulle impugnazioni (rappresentata analiticamente nella Tav. 8.6) si è sostanziata nell'annullamento totale di soli 9 provvedimenti e in quello parziale di 7 (il riferimento è, naturalmente, alle decisioni passate in giudicato). Se si considera che le decisioni di annullamento totale non hanno quasi mai riguardato i provvedimenti normativi e generali attraverso i quali sono state tracciate le linee portanti dell'assetto regolatorio, si comprende come l'azione amministrativa dell'Autorità, pur a fronte di una atipica proli-

TAV. 8.3 **RIEPILOGO PER ANNO DEL CONTENZIOSO DI PRIMO GRADO**

Decisioni su ricorsi presentati nello stesso anno

ANNO	NUMERO RICORSI	DECISIONI SU ISTANZA DI SOSPENSIVA			DECISIONI DI MERITO		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	14	-	2	7	-	1	6
1998	29	-	4	11	3	4	9
1999	68	-	-	24	-	4	25
2000	46	2	-	23	16	-	18
2001	92	2	-	16	29	3	19
2002	94	13	5	6	21	8	21
2003	25	5	1	21	1	-	6
2004(A)	21	-	-	8	-	-	-
TOTALE	**389**	**22**	**12**	**116**	**70**	**20**	**104**

(A) Sino al 30 aprile.

TAV. 8.4 **RIEPILOGO PER ANNO DEL CONTENZIOSO DI SECONDO GRADO**

Decisioni su ricorsi presentati nello stesso anno

ANNO	DECISIONI SU APPELLO DELL'AUTORITÀ			DECISIONI SU APPELLO DELLA CONTROPARTE		
	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	3	-	1	-	-	5
1998	-	-	1	2	-	1
1999	-	-	-	-	-	10
2000	10	3	1	1	-	8
2001	4	1	14	4	5	5
2002	1	-	-	3	-	1
2003	1	-	1	-	-	1
2004(A)	-	-	-	-	-	-
TOTALE	19	**4**	18	10	5	31

(A) Sino al 30 aprile.

TAV. 8.5 EFFETTI DEL CONTENZIOSO SULL'AZIONE AMMINISTRATIVA

ANNO	PROVVEDIMENTI ADOTTATI DALL'AUTORITÀ	PROVVEDIMENTI IMPUGNATI	PROVVEDIMENTI ANNULLATI COMPLETAMENTE	PROVVEDIMENTI ANNULLATI IN PARTE
1997	152	6 delibere + 1 nota	-	-
1998	168	11 delibere + 3 note	1	1
1999	209	15 delibere + 2 note	-	1
2000	250	16 delibere + 2 note	3	2
2001	334	21 delibere + 4 note	2	2
2002	234	27 delibere + 5 note	3	1
2003	169	17 delibere	-	-
2004(A)	41	10 delibere	-	-
TOTALE	**1 557**	**140**	**9**	**7**

(A) Sino al 30 aprile.

TAV. 8.6 RICORSI AVVERSO LE DECISIONI DELL'AUTORITÀ, PER TIPO DI RICORRENTI

RICORRENTI	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004(A)	TOTALE
Imprese elettriche	11	21	32	16	52	44	5	8	189
Imprese del gas	1	1	3	11	28	46	19	12	121
Altre imprese	0	0	30	15	9	2	2	1	59
Persone fisiche	0	2	0	0	3	1	0	0	6
Associazioni	2	5	3	4	0	0	0	0	14
Amministrazioni pubbliche	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale ricorsi	14	29	68	46	92	93	26	21	389
Totale provvedimenti impugnati	**7**	**14**	**17**	**18**	**25**	**32**	**17**	**10**	**140**

(A) Sino al 30 aprile.

ferazione del contenzioso, presenti connotati di elevatissima stabilità (di oltre il 99 per cento e di oltre l'88 per cento, come risulta rapportando i provvedimenti usciti indenni dal vaglio giurisdizionale rispettivamente al totale di quelli adottati e di quelli impugnati).

COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE

Il sito Internet

Il sito Internet si è affermato come strumento privilegiato per la comunicazione dell'Autorità nei confronti degli operatori del settore e del largo pubblico. Esso rappresenta infatti l'organo principale di diffusione delle informazioni sull'attività istituzionale dell'Autorità, permettendo un accesso puntuale ai provvedimenti emanati, ai comunicati stampa, ai Documenti per la consultazione. I circa 2 500 iscritti al servizio di *alerting*, che dà notizia attraverso un messaggio e-mail della pubblicazione di nuovi documenti sul sito, testimoniano l'importanza crescente di questo canale di comunicazione per i molti soggetti che a vario titolo hanno interesse per un'informazione tempestiva sull'attività dell'Autorità.

Il numero di documenti pubblicati è cresciuto in maniera rilevante: oltre a quelli relativi all'attività istituzionale dell'Autorità, è aumentato il numero di informazioni veicolate dal sito rivolte agli operatori del settore (comunicati, istruzioni tecniche, chiarimenti su modalità applicative dei provvedimenti dell'Autorità) o ai cittadini nel loro complesso. Particolare attenzione è stata posta all'ampliamento e all'aggiornamento delle informazioni rivolte al più vasto pubblico di cittadini-utenti dei servizi di fornitura di energia elettrica e gas, attraverso la pubblicazione di schede informative e di risposte ai frequenti quesiti che vengono posti agli Uffici dell'Autorità, riguardanti sia aspetti più generali relativi alla liberalizzazione dei mercati energetici, sia aspetti più specifici come, per esempio, le condizioni contrattuali di fornitura del servizio o la lettura della bolletta.

È stata pubblicata sul sito la documentazione di supporto del corso di formazione per gli operatori delle associazioni dei consumatori aderenti al Consiglio nazionale consumatori e utenti (CNCU), tenuto dall'Autorità a Caserta nel mese di settembre 2003.

Oltre alla pubblicazione statica di documenti, sono stati ampliati e potenziati i servizi interattivi del sito volti a rendere più efficace la comunicazione dei dati che gli operatori dei settori devono fornire all'Autorità per ottemperare a specifiche direttive. Sono quindi stati attivati o potenziati sistemi che consentono la

trasmissione *on line* dei dati dagli operatori all'Autorità e permettono una più efficace procedura di elaborazione delle informazioni, finalizzata al loro utilizzo da parte degli Uffici dell'Autorità o alla pubblicazione sul sito.

Dal maggio 2003 in seguito all'abbassamento a 100 000 kWh/anno della soglia di idoneità per poter accedere al mercato libero dell'elettricità, sono stati resi disponibili sul sito gli elenchi dei diversi soggetti idonei a operare nel mercato libero: clienti finali idonei, distributori e acquirenti grossisti, consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica, produttori e clienti esteri. Gli elenchi sono aggiornati quotidianamente attraverso i dati che vengono comunicati all'Autorità dagli operatori o dai clienti finali stessi, tramite un sistema di autocertificazione *on line*. Sono anche disponibili dati di sintesi sul numero e la distribuzione geografica dei vari soggetti, anch'essi aggiornati quotidianamente.

Per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica, è stata costantemente aggiornata la sezione del sito dove sono visualizzabili le opzioni tariffarie offerte dai distributori, approvate dall'Autorità, e le loro eventuali successive modifiche. Nel marzo del 2004 è stata avviata la raccolta *on line* delle opzioni tariffarie per l'anno 2004, attraverso il sistema già sperimentato negli anni precedenti.

Si è proceduto anche all'acquisizione *on line* dei dati relativi alla continuità e alla qualità commerciale del servizio elettrico e del gas, tramite la compilazione di moduli da parte degli esercenti accreditati. È stata migliorata la presentazione del sistema di ricerca dei dati di continuità degli anni precedenti (1998-2002) e sono state ampliate le funzioni di ricerca.

Per quanto riguarda il settore del gas, si sono pubblicate le opzioni tariffarie relative al servizio di distribuzione presentate dagli esercenti per l'anno termico 2003-2004, e quelle relative al servizio di distribuzione e fornitura per gli anni termici 2002-2003 e 2001-2002, approvate dall'Autorità. Il sistema permette una ricerca dei dati per impresa o per località. È stato inoltre predisposto un sistema per l'invio telematico delle informazioni rivolto ai soggetti venditori del settore gas. Attraverso un unico sistema di accreditamento, gli operatori sono abilitati a inviare sia i dati relativi alla qualità commerciale sia quelli riguardanti le condizioni economiche di fornitura che verranno richiesti nel corso dell'anno. In ogni momento il soggetto accreditato avrà la possibilità di accedere alle proprie informazioni attraverso una pagina di riepilogo. È in corso di definizione un sistema di raccolta dei dati di bilancio degli operatori del settore del gas per il monitoraggio delle disposizioni dell'Autorità in materia di separazione legale e amministrativa dei rami di attività delle imprese. Anche quest'anno verrà utilizzato il sistema inaugurato l'anno scorso per l'invio dei dati di sicurezza e continuità del settore gas in base alle disposizioni della delibera 28 dicembre 2000, n. 236. I dati raccolti l'anno scorso e relativi al 2002 sono ora consultabili *on line* attraverso un sistema che ne permette l'estrazione per esercenti ag-

gregati per dimensione, o per singoli esercenti che hanno un numero di clienti finali maggiore di 100 000. Per la sicurezza della distribuzione del gas sono consultabili i dati riguardanti le dispersioni, l'odorizzazione, la protezione catodica, il pronto intervento. Per la continuità della distribuzione del gas sono consultabili i dati riguardanti le interruzioni, ricercabili in base alle cause e al tipo di interruzione (con preavviso, senza preavviso, interruzioni lunghe).

Nel corso del 2003, è stato avviato un progetto pilota per la realizzazione di un sistema informativo *web based* per la raccolta dei dati di rendicontazione dei progetti di efficienza energetica, sviluppati dai distributori, e il controllo della loro conformità con le *Linee guida* definite dall'Autorità. Esso verrà ulteriormente sviluppato nel 2004 e permetterà ad altri operatori istituzionali coinvolti nella gestione e nel controllo dei progetti di efficienza energetica di condividere e scambiare con l'Autorità, attraverso tecnologia *web*, la piattaforma delle informazioni relative alle attività svolte in questo contesto dai distributori dei servizi.

Per la progettazione e la produzione dei servizi di raccolta dati e dei sistemi di ricerca ci si è avvalsi della collaborazione del Cineca (Consorzio inter universitario di Bologna).

La crescente complessità e la varietà di informazioni che negli anni hanno finito per convergere sul sito dell'Autorità hanno reso necessaria la revisione della sua architettura e impostazione grafica, prevedendo lo sviluppo di un portale con nuova veste, che verrà implementata nel corso del 2004.

PAGINA BIANCA

9. ORGANIZZAZIONE E RISORSE

ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: AREE, SERVIZI E ALTRI UFFICI

L'anno di riferimento è stato caratterizzato dal consolidamento dell'assetto organizzativo di vertice dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in modo tale da consentire, almeno in via potenziale, la piena attuazione del principio, reso esplicito nella legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, di separazione delle funzioni di indirizzo e controllo e di quelle di gestione.

Si ha riguardo, in particolare, alla piena operatività del Collegio dei revisori, che ha rappresentato un elemento ulteriore di controllo e garanzia della correttezza e della trasparenza della gestione amministrativa e contabile.

Inoltre, con decreto del Presidente della Repubblica, in data 27 novembre 2003 sono stati nominati i nuovi componenti dell'Autorità, secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 8, della legge n. 481/95 ("i componenti di ciascuna Autorità sono scelti fra persone dotate di alta e riconosciuta professionalità e competenza nel settore; durano in carica sette anni e non possono essere confermati").

Il nuovo Collegio si è insediato in data 16 dicembre 2003, adottando i provvedimenti e le azioni di competenza già nell'ultima parte del 2003, così da garantire continuità al lavoro dell'Autorità, oltre che il rispetto dei tempi di adozione degli atti e degli adempimenti previsti.

La struttura organizzativa dell'Autorità si compone del Direttore generale e di unità organizzative di primo (Direzioni) e secondo livello (Divisioni /Uffici).

In particolare, la macrostruttura prevede tre aree tecniche programmatiche direttamente orientate al perseguimento dei compiti istituzionali, tre servizi con funzioni strumentali e di supporto e l'Ufficio speciale relazioni esterne. Immutata è anche l'articolazione di secondo livello che di seguito si declina:

- 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 articolato in Ufficio di ragioneria, Ufficio affari generali, funzionamento e contratti, Ufficio sistemi informativi e Ufficio del personale;
- Servizio legislativo e legale articolato in Ufficio consulenza, Ufficio procedimenti e istruttorie e Ufficio contenzioso e arbitrati;

- Servizio documentazione e studi articolato in Ufficio analisi e strategie, Ufficio ambiente e fiscalità e Ufficio documentazione.

Completano l'architettura organizzativa due unità alle dirette dipendenze del Direttore generale: l'Ufficio di Roma e l'Ufficio controlli tecnici e ispezioni.

PROCEDURE E MODALITÀ DI GESTIONE DELLE ATTIVITÀ AMMINISTRATIVE

L'Autorità nel corso del 2003 si è impegnata nell'ammodernamento di alcune fondamentali procedure amministrative, al fine di dare compiuta attuazione a quanto previsto dal regolamento di contabilità in materia di gestione patrimoniale.
In tale contesto si sono definite le procedure di registrazione inventariale e contabile delle attività e delle passività che concorrono sia alla formazione del patrimonio dell'Autorità, sia all'attuazione di un sistema di attribuzioni di responsabilità e di controlli che si pongono i seguenti fini:

- il costante controllo della consistenza del patrimonio;
- la vigilanza sulle modalità di utilizzazione, custodia e conservazione dei beni facenti parte del patrimonio;
- la redazione di un conto del patrimonio;
- la costruzione di un sistema di misure della produttività dell'Autorità e delle sue strutture in funzione delle risorse patrimoniali impiegate.

È stata altresì riformulata la procedura di dismissione dei beni immobili non più utilizzabili per le esigenze funzionali dell'Autorità, o fuori uso per cause tecniche, che sono stati ceduti con determinazione del Direttore generale, gratuitamente, alla Croce Rossa Italiana, agli organismi di volontariato di protezione civile iscritti negli appositi registri operanti in Italia e all'estero per scopi umanitari, nonché alle istituzioni scolastiche.
Le nuove procedure, oltre a risultare immediatamente rispondenti ai principi introdotti nel decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286, in materia di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attività svolta, si pongono in correlazione con il sistema di contabilità economico-patrimoniale in fase di progettazione.
In proposito è stato elaborato (e adottato) un progetto per implementare il sistema di contabilità dell'Autorità, finalizzato ad affiancare e a correlare al bilancio

finanziario attualmente in essere una contabilità economico-patrimoniale generale e analitica-economica. Il progetto, avente per l'anno 2004 natura sperimentale, si pone l'obiettivo di pervenire nel 2005 a un sistema integrato di contabilità che consenta di avere maggiore trasparenza sui dati della gestione e di assicurare che le risorse siano impiegate in modo efficiente per il raggiungimento dei fini istituzionali dell'Autorità, sempre in un'ottica di equilibrio di bilancio.

RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE

Acquisizione delle risorse, formazione e sviluppo del personale

L'Autorità ha proseguito sulla strada del rafforzamento dell'organico e dello sviluppo delle risorse umane, nell'ottica dell'accrescimento dell'efficienza e dell'efficacia della sua azione istituzionale e della migliore utilizzazione delle capacità professionali disponibili.

In una logica di programmazione è stato adottato un piano di assunzioni di personale, a tempo indeterminato e determinato, basato su una attività propedeutica di censimento delle professionalità esistenti e sulla loro distribuzione nelle diverse unità organizzative. Premesso quanto sopra e tenuto conto dei vincoli numerici fissati *ex lege*, sulla dotazione di personale dell'Autorità (80 dipendenti di ruolo e 70 a tempo determinato), il piano di assunzioni è stato orientato alla individuazione dei profili professionali necessari per completare la dotazione delle competenze occorrenti agli Uffici, in modo da consentire l'ottimale espletamento dei programmi di attività.

Pertanto, il piano, oltre ad assicurare l'incremento del numero attuale dei dipendenti, dovrebbe consentire altresì la razionalizzazione della dotazione di personale a disposizione degli Uffici, perseguendo il contemperamento dell'assegnazione delle risorse con l'evoluzione, anche nel medio e lungo termine, delle funzioni e degli obiettivi operativi della struttura organizzativa.

Il programma, specificamente, prevede – anche tramite concorsi/selezioni da realizzarsi in più fasi – l'assunzione a tempo indeterminato di 10 nuove risorse, di cui una nella carriera dei dirigenti e 9 nella carriera dei funzionari, oltre che l'assunzione a tempo determinato per un massimo di 38 nuove risorse, di cui 23 nella carriera dei funzionari e 15 nella carriera degli operativi.

In particolare per quanto concerne le assunzioni con contratto a tempo determinato, l'Autorità ha modificato la procedura già utilizzata per le selezioni pubbliche e, pur salvaguardando i principi di pubblicità e imparzialità della stessa, ha introdotto correttivi di derivazione *privatistica* onde consentire, pro-

prio in considerazione della natura temporanea di questi rapporti di lavoro, la valutazione anche degli aspetti attitudinali, organizzativi e relazionali.

Per quanto concerne la valorizzazione delle risorse interne, si conferma anche nell'anno in riferimento l'attenzione per lo sviluppo professionale del personale, basato sul riconoscimento e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti. In particolare si è consolidato il processo di valutazione già attuato negli anni 2001 e 2002, finalizzato alla progressione nelle carriere e all'erogazione del trattamento accessorio di "produttività" (gratifica), per il quale è stata confermata la formula di premio incentivante, corrisposto ai funzionari e ai dirigenti in ragione dell'assiduità, della qualità delle prestazioni, dei risultati, delle responsabilità e delle funzioni formalmente attribuite.

Oltre a ciò sono state espletate le procedure selettive a carattere interno, coordinate da una commissione di esperti esterni presieduta dal Direttore generale, che ha portato alla definizione di graduatorie approvate dall'Autorità e alla promozione di 3 funzionari nella carriera dei dirigenti, di 3 operativi nella carriera dei funzionari.

Attenzione è stata come sempre posta al tema della formazione: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 70 per cento del personale in servizio) che hanno preso parte a corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di assoluta e comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivo il confronto dialettico sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Inoltre è stata dedicata ai dipendenti a tempo determinato, a un anno dalla loro assunzione, una sessione di incontro/approfondimento/verifica a cura del Direttore generale.

Un intenso confronto sindacale, finalizzato alla revisione del vigente regolamento del personale, ha caratterizzato l'anno corrente. La trattativa è tuttora in atto.

Compagine – Analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Ai sensi della legge istitutiva, la pianta organica dell'Autorità, definita con delibera 7 marzo 2001, n. 53, è strutturata secondo le carriere e le unità illustrate nella tavola 9.1.

A fronte di un organico previsto in 80 unità, a cui è possibile aggiungere le risorse da assumere con contratto a tempo determinato nel numero complessivo di 70 unità (fino a 40 dipendenti secondo le disposizioni della legge istitutiva e ulteriori 30 unità secondo la legge n. 422 del 29 dicembre 2000), la dotazione dell'Autorità risulta, al 30 aprile 2004, pari a 95 unità, delle quali 62 a tempo indeterminato e 33 a tempo determinato. A esse si aggiunge il personale, pubblico e non, reso disponibile mediante comandi e distacchi.

Il personale è suddiviso nelle carriere dei direttori, dei funzionari, degli operativi e

TAV. 9.1 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	
Applicato	
CARRIERA DEGLI ESECUTIVI	**1 UNITÀ**
Commesso capo	
Commesso	
TOTALE	**80 UNITÀ**

TAV. 9.2 COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2004 PER TIPO DI CONTRATTO

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E ALTRO
Direttore generale	0	0	1
Direttore centrale	0	0	0
Direttore	7	2	0
Direttore aggiunto	7	0	0
Primo funzionario	2	0	0
Funzionario I	7	2	0
Funzionario II	16	6	3
Funzionario III	8	15	0
Impiegato	1	2	1
Coadiutore	6	3	0
Aggiunto	8	3	0
Commesso	0	0	1
Totale	**62**	**33**	**6**

TAV. 9.3 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE(A) AL 30 APRILE 2004 PER CARRIERA E QUALIFICA**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	1	Primo funzionario	2	Impiegato	4	Commesso capo	0
Direttore centrale	0	Funzionario di I	9	Coadiutore	9	Commesso	1
Direttore	9	Funzionario di II	25	Aggiunto	11		
Direttore aggiunto	7	Funzionario di III	23	Applicato	0		
Totale	**17**	**Totale**	**59**	**Totale**	**24**	**Totale**	**1**

(A) Ivi compresi i dipendenti di altre pubbliche amministrazioni in comando presso l'Autorità.

degli esecutivi. Attualmente la compagine dell'Autorità è strutturata come segue: Il personale ha un'età media poco al di sotto dei 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 78 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 9.4.

TAV. 9.4 **RETRIBUZIONI CONTRATTUALI LORDE PER CARRIERA E GRADO(A)**
Anno 2003, migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	141,6	Primo funzionario	73,8	Impiegato	43,0	Commesso capo	32,2
Direttore centrale	120,4	Funzionario di I	60,4	Coadiutore	36,1	Commesso	24,2
Direttore	96,0	Funzionario di II	46,8	Aggiunto	28,1		
Direttore aggiunto	85,4	Funzionario di III	40,1	Applicato	25,1		

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale.

INFRASTRUTTURE E SERVIZI

Gestione immobili

Nel corso dell'anno di riferimento è stata focalizzata l'attenzione su una serie di problematiche inerenti gli aspetti contrattuali e il coordinamento della gestione degli immobili di Milano e di Roma, rispettivamente adibiti a sede e Ufficio di questa Autorità.

Inoltre sono stati avviati e/o completati, in via progettuale o operativa, una serie di interventi finalizzati essenzialmente alla sicurezza e alla salute sul posto di lavoro.

In ordine all'immobile di Milano, in questo ultimo anno, sono state affrontate le problematiche legate al subentro di una nuova società proprietaria, ridiscutendo e definendo alcuni aspetti contrattuali connessi alla durata del contratto di locazione, all'aggiornamento del canone e alla gestione dei servizi dell'immobile.

In tal senso, l'Autorità è subentrata direttamente nella gestione contrattuale della maggior parte dei servizi dello stabile di Milano (portierato e custodia, pulizia e facchinaggio, gestione tecnologica dell'impianto di condizionamento e di alcune parti impiantistiche dell'immobile).

Per quanto concerne l'immobile di Roma adibito a Ufficio dell'Autorità l'anno in corso è stato caratterizzato da una intensa attività istruttoria e relazionale che ha, da un lato, comportato la conclusiva definizione dell'indennità cui l'Autorità è tenuta per l'occupazione dello stabile, dall'altro, ha finora attestato la sussistenza potenziale delle condizioni per l'eventuale assegnazione all'Autorità, a titolo definitivo, dell'immobile in questione.

Servizi

Nel campo dei servizi l'anno in riferimento si è caratterizzato per lo sforzo organizzativo, con rilevanti impatti in termini amministrativi e contabili, per la realizzazione dell'evento internazionale *World Forum on Energy Regulation*, tenutosi a Roma nel periodo 5-8 ottobre 2003.

L'azione amministrativa è stata improntata alla definizione degli aspetti contrattuali e logistici con la società che detiene in esclusiva, per conto del Comune di Roma, la gestione dell'Auditoritum – Parco della Musica, individuato come sede dell'evento. Parte dell'attività amministrativa è stata inoltre dedicata alla definizione e alla gestione del piano finanziario, nonché al coordinamento e al controllo degli adempimenti contrattuali della società *general contractor*, al fine di una corretta ed efficace fruizione dell'insieme dei servizi connessi con l'organizzazione dell'iniziativa.

Oltre a ciò sono stati gestiti tutti gli aspetti amministrativi e contabili per l'affidamento di un contributo attribuito dalla *World Bank* all'Autorità, per agevolare

la partecipazione al *World Forum* dei rappresentanti dei paesi in via di sviluppo. L'evento in questione, in considerazione dell'elevato numero sia di apporti (per 600 000 € circa) sia di iscrizioni (circa 600) e tenuto conto del contributo messo a disposizione inizialmente dall'Autorità, si è concluso registrando un sostanziale equilibrio tra entrate e uscite.
Per il resto, l'attività amministrativa di questa Autorità nell'anno in riferimento si è improntata essenzialmente sulle seguenti azioni:

a) acquisizione dei beni e dei servizi necessari per il funzionamento dell'Autorità;
b) avvio di attività miranti alla razionalizzazione della gestione e della conservazione dei documenti amministrativi relativi all'attività contrattuale;
c) attività a supporto per progetti di carattere istituzionale;
d) attività rivolta al personale dell'Autorità.

Con riferimento al punto a), sono state avviate procedure di gara a evidenza pubblica, procedure negoziate e procedure in economia, che hanno portato all'emissione di circa 300 contratti e ordini, al fine di far fronte alle necessità espresse dagli Uffici di questa Autorità.
Per quanto concerne le attività di cui al precedente punto b), si è predisposto un regolamento che disciplini le procedure di gara mediante il sistema in economia, attraverso una prima revisione del regolamento di contabilità.
L'attività amministrativa di cui al punto c) ha riguardato, in particolare, i seguenti rilevanti progetti:

- partecipazione di questa Autorità al programma PHARE di cooperazione finanziaria e tecnica della Unione europea con le repubbliche Ceca e Lituana;
- definizione degli aspetti amministrativi legati alla partecipazione dell'Autorità al programma PHARE di cooperazione finanziaria e tecnica della Unione europea con la repubblica Turca;
- attività contrattuale relativa al progetto di consulenza e formazione nell'ambito del protocollo di intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU);
- attività contrattuali nell'ambito del protocollo di intesa tra l'Autorità e il Politecnico di Milano.

Per quanto concerne il punto d), attività rivolta al personale di questa Autorità, sono state predisposte e avviate le seguenti azioni di carattere generale:

- studio e verifica della fattibilità di gestione delle polizze sanitarie e infortuni attraverso una apposita Cassa di assistenza;

- definizione e approvazione del progetto riguardante il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro.

Risorse informatiche

Nel 2003 è proseguito il processo di adeguamento delle infrastrutture di rete, con il potenziamento di quelle legate alla nuova distribuzione del personale. L'Autorità ha dotato il personale assunto di un'attrezzatura informatica di base, quale strumento standard di lavoro, tenendo in considerazione l'obsolescenza dei supporti in essere.

Allo scopo sono stati acquisiti, nel corso dell'anno, 36 personal computer *desktop* e 10 personal computer portatili (*notebook*) per garantire una migliore flessibilità operativa a tutta la struttura dell'Autorità. Anche le nuove acquisizioni sono state collegate alla rete. Al 30 aprile 2004 erano quindi collegati alla rete locale, realizzata negli edifici ospitanti la sede e l'Ufficio di Roma, circa 200 personal computer.

Nel corso dell'anno l'Autorità si è anche dotata di altre due stazioni di videoconferenza da affiancare a quelle di sala già esistenti, al fine di migliorare l'efficienza e l'efficacia della comunicazione sia interna tra la sede e l'Ufficio di Roma, sia con i soggetti pubblici e privati coinvolti nelle attività istituzionali.

Nel 2003 è continuato lo sviluppo dei principali sottosistemi infrastrutturali dell'Autorità. Il tema più rilevante affrontato è stato quello del consolidamento dell'architettura informatica, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio, semplificare la gestione in esercizio, ridurre i costi e ottimizzare l'uso del personale, proteggere gli investimenti, garantire flessibilità e scalabilità; cioè porre le basi per un'efficiente gestione della "continuità del servizio". Allo scopo, l'Autorità ha acquisito un *application server* e un *database server* su cui sono stati installati i principali sottosistemi applicativi sviluppati su piattaforma RDBS e interfaccia web, tra cui:

- contabilità finanziaria ed economica – per la gestione completa degli aspetti finanziari ed economici dell'Autorità;
- inventario – per gestire le operazioni di inventariazione quali la rilevazione, la classificazione, la descrizione e la valutazione dei beni;
- trattamento giuridico-economico del personale – per la gestione degli aspetti afferenti al personale.

Il personale adibito al servizio informatico ha altresì organizzato sessioni di aggiornamento professionale sull'uso degli strumenti individuali di *office automation* e di *workgroup*, così da adeguare il livello di conoscenza del personale interno alle nuove versioni dei 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 formulato in termini finanziari di competenza e approvato dall'Autorità stessa. Il rendiconto dell'esercizio finanziario 2003, approvato con delibera 30 aprile 2004, n. 65, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare (Tav. 9.5).

Il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio dello Stato. 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 nella misura stabilita con decreto del Ministero del-

TAV.9.5 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO**
Milioni di euro; anni solari

	2002	2003	VAR.%	COMP. %(A)
Avanzo di amministrazione dell'esercizio precedente applicato	0,00	7,17	-	-
ENTRATE	**18,58**	**17,85**	**-3,9**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	17,92	17,15	-4,3	96,1
Altre entrate	0,66	0,70	6,1	3,9
SPESE	**18,47**	**20,11**	**8,9**	**100,0**
Spese correnti	*18,18*	*19,65*	*8,1*	*97,7*
Funzionamento degli organi istituzionali	0,91	1,22	52,9	6,1
Personale in servizio	6,37	7,79	20,9	38,4
Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	1,90	2,48	30,5	12,3
Comitati, consulenze e prestazioni di servizi rese da terzi	3,49	4,38	25,5	21,8
Canoni di locazione	1,49	1,63	9,4	8,1
Altre spese per acquisto di beni e servizi	4,02	2,21	-45,0	11,0
Spese in conto capitale	*0,29*	*0,46*	*58,6*	*2,3*
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	-
Variazione dei residui passivi	0,89	0,57	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**1,00**	**5,48**	**-72,8**	**-**

(A) Anno 2002.

l'economia e delle finanze e comunque non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio. Per la gestione dell'esercizio 2003, è stato iscritto in bilancio il contributo versato dagli esercenti nell'anno 2002 con aliquota di contribuzione fissata allo 0,3 per mille. La misura del contributo dovuto dai soggetti regolati nell'anno 2003 che, per effetto del "fisiologico" ritardo nel trasferimento dei fondi, l'Autorità iscriverà tra le entrate accertate del proprio bilancio nell'esercizio 2004, è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille; ciò anche a seguito di una precisa attività di identificazione di tutti i soggetti regolati che ha permesso la stessa percentuale di contributo.

Le entrate finanziarie sono costituite, per la quasi totalità, dal suddetto contributo a carico dei soggetti esercenti il servizio di energia elettrica e gas.

Si segnala, al riguardo, che i decreti con cui il Ministro dell'economia e delle finanze determinava la misura e le modalità di versamento del contributo per il funzionamento dell'Autorità per gli anni 2002 e 2003 sono stati impugnati davanti al TAR per il Lazio da diversi soggetti del gruppo Eni e del gruppo Edison. Essi lamentano che i due decreti, nel qualificare come "servizi di pubblica utilità" tutte le attività appartenenti ai diversi segmenti delle filiere elettrica e gas, hanno illegittimamente sottoposto al versamento del contributo anche quegli esercenti che, svolgendo attività ormai liberalizzate, ritengono di non essere sottoposti alla regolazione dell'Autorità e quindi alla corresponsione del contributo richiesto.

In realtà è necessario considerare un principio, consolidato nella giurisprudenza amministrativa, secondo cui l'ambito di applicazione della legge n. 481/95 abbraccia tutte le componenti rilevanti del sistema energetico, con la conseguenza che la sottomissione alla regolazione dell'Autorità e il connesso obbligo alla corresponsione del contributo non sono limitati ai singoli segmenti delle filiere, né dipendono dal regime amministrativo in forza del quale vengono esercitate le singole attività (come ha stabilito la sentenza del Consiglio di Stato n. 5681/01).

Tra le uscite, le spese per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa 1,22 milioni di euro. Le indennità spettanti ai componenti dell'Autorità sono equiparate al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte costituzionale, ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 maggio 1998. Le indennità erogate nell'esercizio 2003 sono quelle fissate dal decreto del Presidente della Corte costituzionale n. 0130846 del 27 dicembre 2002. I successivi decreti emanati nel corso del 2003, che hanno ulteriormente aggiornato tali indennità, troveranno applicazione nel corso dell'esercizio 2004. Le spese per il personale dipendente, pari a 7,73 milioni di euro, rappresentano la voce più importante per quanto riguarda le spese dell'Autorità. Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità sostenuti per il per-

sonale e per i componenti sono risultati pari a 2,48 milioni di euro.

Il ricorso a prestazioni di servizi rese da terzi si è reso necessario per l'affidamento di contratti di collaborazione coordinata e continuativa e per la fornitura di lavoro temporaneo, oltre che per vari servizi di consulenza quali, a titolo esemplificativo, quelli di gestione paghe e contributi, di consulenza grafica, di natura telematica per gestione e organizzazione di siti Internet istituzionali e altre consulenze tecniche specifiche su temi attinenti l'attività istituzionale dell'Autorità. Oltre al canone di locazione per l'immobile sede dell'Autorità di Milano, viene attualmente riconosciuto, a seguito della 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 460 000 €, consistono essenzialmente in spese per acquisizione di attrezzature informatiche, di mobili e arredi, di impianti e di materiale specialistico per la biblioteca; esse rappresentano gli investimenti dell'Autorità necessari a consolidare e accrescere la propria dotazione specialistica e tecnica, anche in relazione alle responsabilità istituzionali affidatele. Non è in dotazione all'Autorità alcun tipo di veicolo.

GLOSSARIO

Accesso di terzi alla rete: secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica 96/92/CE, l'accesso dà la possibilità di immettere e/o di prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e di distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a terzi non proprietari della rete. L'accesso può essere organizzato secondo tre diverse modalità:

- *accesso alle reti negoziato*: sistema di accesso basato su contratti individuali a prezzi liberamente negoziati dalle parti (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) e la pubblicazione delle tariffe medie di accesso;
- *accesso alle reti regolato*: sistema di accesso basato su contratti individuali (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) a prezzi regolati da un apposito organismo (Autorità di regolazione, ministero ecc.);
- *Acquirente Unico* (vedi *infra*).

Secondo la Direttiva europea sul mercato interno del gas (98/30/CE), l'accesso alle reti riguarda il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliari di stoccaggio e può avvenire secondo le modalità previste per la Direttiva sul mercato elettrico, tramite accesso negoziato o accesso regolato; non è invece esplicitamente prevista la possibilità dell'Acquirente Unico.

Acquirente Unico (AU): ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, 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.

CIP6: provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, in base al quale è stato introdotto un sistema di incentivazione sull'energia elettrica prodotta in impianti rinnovabili e assimilati.
La remunerazione degli impianti che ricadono nel provvedimento CIP n. 6/92 consiste di due voci principali: il costo evitato e l'incentivazione specifica per la tecnologia di produzione utilizzata.
Il costo evitato a sua volta è composto da: costo evitato d'impianto, costo evitato di esercizio e manutenzione, costo evitato di combustibile. I valori dei primi due vengono aggiornati annualmente dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico in base alle variazioni dell'indice Istat dei prezzi al consumo per l'intera collettività, mentre il valore del costo evitato di combustibile è aggiornato annualmente in base ai costi di approvvigionamento di gas naturale per una centrale termoelettrica. L'incentivo specifico per tecnologia di produzione, invece, varia a seconda della tipologia d'impianto e rappresenta la quota incentivante che permette il recupero del capitale investito.
Le convenzioni CIP6, ai tempi siglate con Enel e oggi trasferite al Grtn hanno una durata variabile per quanto riguarda la cessione di energia elettrica (remunerata in base al costo evitato) e una durata limitata ad otto anni per la corresponsione della quota incentivante specifica per tecnologia.

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 regolate.
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 l'energia (misurata con riferimento al potere calorifico inferiore) delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica e l'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: kilowattora
kcal: kilocaloria
Btu: *British thermal unit*
tec: tonnellate equivalenti di carbone
tep: tonnellate equivalenti di petrolio

Costi evitati: costi che possono essere risparmiati se una determinata attività viene dismessa o evitata. I costi evitati includono tutti i costi direttamente e indirettamente causati dall'attività nell'orizzonte temporale considerato; di conseguenza, possono comprendere sia i costi delle immobilizzazioni (investimenti), sia i costi correnti.

Costi sostenuti nell'interesse generale: costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale, ai sensi dell'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.

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 risul-

tato 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 classificazio-

ne 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 ($\cos\varphi$): 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 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"*.

GNL (Gas naturale liquefatto): liquido ottenuto dal gas naturale, dopo purificazione da anidride carbonica e altri inquinanti minori, mediante compressione, raffreddamento e successiva espansione. Il GNL viene immagazzinato e trasportato a pressione di poco superiore a quella atmosferica, cui corrisponde una temperatura di circa 112 °K (-161 °C).

GPL (Gas di petrolio liquefatti): 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.

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 1 (paesi "industrializzati" firmatari del Protocollo) possa realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese Annex 1, 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 (Sm^3): 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 elettriche a diversi livelli di tensione. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico. Nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale si generano perdite per dispersioni e per consumo nelle stazioni di compressione e negli impianti di trattamento.

Permessi negoziabili: strumenti di politica ambientale che attribuiscono un diritto di emissione ai loro possessori. L'Autorità di governo emette un numero di permessi coerente con il livello complessivo prestabilito di emissioni. Il proprietario dei permessi può scegliere di utilizzarli – emettendo una quantità di emissioni corrispondente a quella consentita dal singolo permesso moltiplicata per il numero di permessi posseduti – o di venderli. Si viene così a creare un mercato dei permessi il cui prezzo rifletterà il costo marginale di abbattimento delle emissioni. Questo costo viene minimizzato, per il sistema nel suo complesso, grazie alla possibilità di ridurre le emissioni laddove l'abbattimento è meno oneroso: i soggetti per i quali è meno costoso abbattere ridurranno infatti le emissioni in misura relativamente maggiore e venderanno i permessi a coloro per i quali l'abbattimento è più oneroso. Nell'ultimo decennio sono state avviate varie esperienze di utilizzo di questo meccanismo per problemi di inquinamento locale e nazionale di varia natura. L'esperienza più nota è quella in corso negli Stati Uniti nell'ambito della strategia nazionale contro le piogge acide. Il Protocollo di Kyoto (vedi) ha introdotto la possibilità di ricorrere a questo strumento in ambito internazionale.

Potenza: energia per unità di tempo.

Potenza apparente (S): in un sistema elettrico in corrente alternata è pari a:

$$S = \sqrt{P^2 + R^2}$$

dove con P e R sono indicate rispettivamente la potenza attiva e quella reattiva; 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 (1 m^3 per il gas naturale)

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 di tutte le parti dell'impianto interamente in 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 (vedi) 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 I (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO_2 relative al 1990.

Regime di riserva: forma di assunzione singolare con cui lo Stato riserva a 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 distri-

buire 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 Stat*o, 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 m^3 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 elettri-

cità; 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 utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V2 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 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".*

Autorità per l'energia elettrica e il gas	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità per l'energia elettrica e il gas Servizio documentazione e studi Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano Tel 02655651 e-mail: info@autorita.energia.it Officina S.n.c. di G. Citton e A. Piscone
Progetto grafico	studio FM milano - Valentina Granzotto

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

Direttore:	Mauro Masi
Coordinamento editoriale:	Augusta Busico
Stampa e diffusione	Istituto Poligraficoe Zecca dello Stato S.p.A. Stabilimento Salario - Roma, 2004