ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **3**

RELAZIONE

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

(Al 30 aprile 2003)

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

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

Trasmessa alla Presidenza il 3 luglio 2003

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

Signori Presidenti della Camera e del Senato

Ministri, Autorità, Signore, Signori,

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

Il Paese è stato colpito nei giorni scorsi da gravi e diffuse interruzioni del servizio elettrico in presenza di circostanze eccezionali. Il Gestore della rete di trasmissione nazionale e le imprese esercenti il servizio di distribuzione hanno attuato programmi di distacchi d'emergenza che hanno coinvolto numerose imprese ed estese fasce della popolazione. I preavvisi sono stati brevi e in vari casi il distacco ha colto di sorpresa gli interessati.

Il superamento rapido dell'emergenza non deve ridurre il grado di attenzione e l'esperienza di questi giorni deve essere utilizzata per evitare il ripetersi di situazioni insostenibili e costose di disagio.

L'Autorità, cui la legge affida compiti di tutela degli utenti e dei consumatori, sta analizzando l'accaduto e ha avviato una istruttoria conoscitiva per chiarire gli aspetti tecnici sottostanti l'episodio, individuare le responsabilità e le soluzioni appropriate, anche per fornire un contributo di conoscenza alle iniziative che il Governo vorrà adottare.

La crisi manifestatasi è anche effetto di carenze strutturali, la cui origine risale nel tempo. Essa indica la vulnerabilità del sistema energetico italiano di fronte a una trasformazione profonda. Cambiano le abitudini dei consumatori: la crescita della domanda nel periodo estivo è veloce e anche in Italia si riscontrano nel-

l'anno due punte massime di simile altezza, in inverno e in estate. L'aumentata sensibilità alla tutela dell'ambiente conduce all'imposizione di vincoli che limitano le capacità di generazione e di trasmissione. Gli ostacoli allo sviluppo e all'adeguamento del parco di generazione e della rete sono noti.

Le difficoltà del sistema elettrico sono accresciute dalla redistribuzione delle competenze e delle responsabilità che la liberalizzazione impone. Un assetto di mercato concorrenziale è più efficiente ma anche più complesso di un assetto monopolistico: la transizione deve essere disegnata con chiarezza, guidata con fermezza, realizzata in tempi brevi e certi.

I sistemi energetici a rete sono caratterizzati da complesse interdipendenze: per funzionare bene e saper affrontare anche le emergenze naturali, sociali ed economiche, essi richiedono che le competenze e le responsabilità siano definite con precisione e stabilmente. La riunificazione di proprietà e gestione della rete nazionale di trasmissione dell'elettricità, prevista dal Governo, può recare un significativo contributo alla identificazione di soggetti responsabili e in grado di far fronte alle funzioni loro attribuite.

Il processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia deve essere rapidamente completato anche per contribuire alla ripresa di competitività dell'economia europea e italiana. Una congiuntura economica sfavorevole deve essere stimolo allo sforzo di riforma, non motivo di rallentamento.

A livello mondiale, dopo il breve conflitto iracheno, i mercati petroliferi appaiono stabilizzati. La debolezza della domanda di energia ne contiene i prezzi: i consumatori ne hanno un vantaggio immediato, ma permangono incertezze sull'evoluzione dei mercati internazionali.

I mercati liberalizzati dell'energia, in Europa e nel Nordamerica, hanno superato la crisi di sfiducia conseguente ai fallimenti di importanti società commerciali e agli insuccessi della riforma californiana. Le liberalizzazioni proseguono con minore impeto, ma con maggiore solidità.

I nuovi operatori, che hanno scommesso sulla liberalizzazione, crescono e si organizzano.

In Europa la ristrutturazione dei mercati energetici si accompagna a un aumento delle concentrazioni industriali che pongono a rischio le liberalizzazioni. Le asimmetrie nell'apertura dei mercati energetici e il ruolo preponderante esercitato dalle maggiori imprese, già monopoliste, frenano la concorrenza.

Le due nuove Direttive per il mercato interno dell'elettricità e del gas e il Regolamento per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, definitivamente approvati dal Consiglio europeo lo scorso 16 giugno, segnano il passaggio a una seconda fase della liberalizzazione e integrazione europea. Essi testimoniano una volontà delle istituzioni europee e dei governi di dare impulso al processo di apertura dei mercati energetici, di superare alcune carenze della normativa precedente, di dare risposta alle sfide del cambiamento.

È indispensabile completare e affinare il quadro della regolazione e garantirne la stabilità, per consentire agli operatori di compiere le loro scelte di produzione e di investimento nelle condizioni di massima certezza.

In questa prospettiva, l'Autorità assicura la sua collaborazione all'opera del Governo e del Parlamento, per dare maggiore sistematicità alla normativa primaria in materia energetica e renderla maggiormente coerente con l'evoluzione del quadro normativo europeo e dei mercati.

È in fase di esame parlamentare il disegno di legge AC 3297 che riordina il settore energetico e anticipa alcuni mutamenti previsti a livello europeo. Esso contempla, tra le molte disposizioni, l'accelerazione della liberalizzazione dal lato della domanda nel settore elettrico, l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica, misure per l'incentivazione di nuovi investimenti in infrastrutture. L'Autorità ha fornito il suo contributo nell'ambito delle proprie funzioni. In merito ad alcuni aspetti di tale disegno

di legge l'Autorità ha inviato più volte osservazioni e contributi al Governo e al Parlamento.

Il processo di liberalizzazione dei mercati energetici

Tre sono gli assi portanti del processo di apertura dei mercati energetici in Europa: il libero accesso alle reti, garantito dalla separazione fra le attività di trasporto e quelle di produzione e vendita dell'energia; la libertà di scelta dei clienti finali; la concorrenza tra i produttori. I progressi finora compiuti sono di tutto rilievo.

A questo processo l'Italia ha dato un apporto sostanziale, adottando al proprio interno misure che vanno al di là dei livelli minimi di apertura stabiliti a livello europeo.

Sette anni fa il diritto di scelta era precluso alla totalità dei clienti. Oggi in Italia la totalità dei clienti del gas è libera di scegliere il proprio fornitore; i clienti elettrici liberi rappresentano i due terzi della domanda complessiva. L'esercizio del diritto di scelta è ancora limitato, specie per i clienti piccoli consumatori di gas, dalla scarsa concorrenza nell'offerta. Tuttavia il mercato è in movimento: più del 50 per cento dei clienti elettrici di grande dimensione ha cambiato il proprio fornitore e la totalità ha rinegoziato le condizioni contrattuali; nel gas, la frazione di coloro che hanno cambiato fornitore si attesta tra il 10 e il 20 per cento. In entrambi i casi si tratta di valori elevati nel confronto europeo.

L'accesso alle reti è garantito a condizioni non discriminatorie. Le tariffe di trasporto sono definite con riferimento ai costi di un'impresa efficiente e congegnate in modo da indurre miglioramenti di efficienza e investimenti nello sviluppo della rete.

Si è temuto che l'apertura al mercato del settore energetico comportasse una riduzione della qualità del servizio, ne compromettesse l'universalità e danneggiasse la popolazione più debole. Il processo di liberalizzazione è stato accompagnato con una intro-

duzione di regole e garanzie adeguate a che ciò non si verificasse e di converso venissero attuati significativi miglioramenti.

Il sistema precedente forniva deboli garanzie di qualità. Gli indici di qualità venivano unilateralmente definiti dall'esercente. Con la regolazione i livelli di qualità, riguardanti ad esempio i tempi per prestazioni come preventivi, allacciamenti, attivazione di nuovi contratti, vengono stabiliti secondo criteri omogenei definiti dall'Autorità e sono obbligatori. L'attivazione di una nuova fornitura, o la disattivazione di una fornitura esistente, devono avvenire entro cinque giorni lavorativi, mentre in precedenza il termine, fissato unilateralmente dall'impresa e generalmente non soggetto a sanzioni per l'inosservanza, stava tra i 10 e i 20 giorni. Il cliente è oggi meglio tutelato: il mancato rispetto dei tempi dà luogo al pagamento automatico di rimborsi. Nel 2002 i rimborsi pagati solo per il servizio elettrico sono stati oltre 50 000. Le regole per il servizio elettrico nel periodo di regolazione 2004 - 2007, ora in corso di consultazione con le parti interessate, introducono ulteriori garanzie per i clienti ed estendono la regolazione della qualità commerciale alle imprese distributrici di minore dimensione finora esentate.

Il costo dell'elettricità e del gas per il cliente finale è oggetto di attenzione al fine di una sua graduale riduzione e convergenza verso la media europea: ciò richiede azioni coordinate a diversi livelli, incluso quello fiscale, e costituirà un significativo banco di prova per l'intero processo di liberalizzazione.

I prezzi dei mercati liberi sono inferiori ai livelli tariffari per forniture analoghe. La riduzione delle tariffe procede con lentezza a causa della persistente dipendenza del sistema energetico italiano, e specialmente di quello elettrico, da fonti più costose rispetto alla media europea. L'indicizzazione delle tariffe ai prezzi internazionali delle fonti energetiche ha retto bene alla prova del primo quadriennio di applicazione, proteggendo i consumatori e consentendo ai produttori di ottimizzare gli acquisti. Con l'inizio del 2003, a seguito del decreto legge 4 settembre 2002, n.193, convertito in legge, e del conseguente decreto del Presidente del

Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, l'indicizzazione è stata riveduta allo scopo di accentuarne le caratteristiche di contenimento delle fluttuazioni dei prezzi. Ne risulta diluita nel tempo la trasmissione degli impulsi inflazionistici provenienti dal rialzo del prezzi petroliferi e, simmetricamente, l'impatto deflazionistico di una loro diminuzione. La parte delle tariffe che copre i costi di trasporto e distribuzione è in costante graduale riduzione per l'effetto del price cap.

La concorrenza rimane lo strumento più efficace per il contenimento dei costi e la riduzione dei prezzi, che gradualmente convergeranno verso quelli europei. Il processo di convergenza risulta più lento di quanto previsto e necessario.

Operatori delle scelte sono le imprese: a esse spetta la valutazione delle opzioni tecnologiche e localizzative, a esse i profitti e i rischi inscindibilmente connessi. Con lentezza si stanno creando le condizioni favorevoli all'esercizio delle scelte d'impresa, quali le dismissioni dal settore pubblico e la revisione dei vincoli imposti a livello centrale e locale. Tentativi di diversificazione sul modello della multiutility *hanno disperso valore economico.*

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato hanno di recente avviato una comune indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, condividendo una preoccupazione per i ritardi che la caratterizzano e gli ostacoli che ad essa si frappongono.

Le nuove Direttive europee

Le nuove Direttive europee segnano un importante passo avanti. Viene stabilito l'obbligo di separazione societaria delle reti dalle imprese che le utilizzano. L'accesso alle reti deve essere regolato. Ogni paese deve avere un'autorità di regolazione per l'energia elettrica e il gas, indipendente dalle imprese e dagli interessi dei due settori. Tutti i clienti devono avere la libertà di scelta del fornitore dall'1 luglio 2007 e quelli non domestici dall'1 luglio 2004.

Di queste disposizioni solo l'ultima costituisce una novità per l'Italia, che ha in larga misura dato applicazione alle altre norme.

Con l'attuazione delle Direttive del 1996 e del 1998 l'Italia ha imposto limiti alle quote del mercato nazionale dell'elettricità e del gas detenute dal principale operatore, precedentemente monopolista. La disciplina è più severa di quella attuata nella maggior parte degli altri Stati membri dell'Unione europea; essa non è tuttavia sufficiente a ridurre il potere di mercato dell'impresa dominante fino al livello compatibile con un regime concorrenziale. La difficoltà è data dall'insufficienza delle interconnessioni tra le reti, che costringe a misurare il potere di mercato di un'impresa italiana sulla dimensione nazionale e non su quella più ampia del mercato europeo. Passi ulteriori nell'imporre condizioni concorrenziali sono ostacolati dal timore che alcune grandi imprese di altri Stati membri possano godere di vantaggi indebiti nella concorrenza con le imprese italiane grazie al mantenimento di mercati nazionali di fatto poco accessibili e al privilegio dell'integrazione verticale.

Per giungere a un mercato europeo liberalizzato dell'energia le nuove Direttive costituiscono un valido aiuto, ma non un atto risolutivo. È necessaria un'azione costante di smantellamento delle barriere di fatto oltre che legali, di incentivazione dell'imprenditorialità, di educazione degli operatori e dei consumatori. Perché le decisioni di interesse generale siano equilibrate, gli interessi dei consumatori e dei nuovi operatori non devono contare meno di quelli delle imprese energetiche radicate.

La ricerca della sicurezza degli approvvigionamenti deve essere condotta avendo l'intera Europa come riferimento e non più i singoli mercati nazionali: ne risulterà ridotto il costo della sicurezza e accresciuta la compatibilità di questa con l'efficienza del sistema, con la libertà d'impresa e con gli obiettivi di tutela dell'ambiente.

È indispensabile il rafforzamento delle interconnessioni, operato sia attraverso grandi progetti pubblici sia attraverso rafforzamenti dell'esistente e integrazioni realizzate anche a opera di soggetti diversi dagli attuali proprietari e gestori delle reti. La convenienza economica per gli interventi di sviluppo è assicurata, per l'Italia, da recenti decisioni dell'Autorità in armonia con le indicazioni del Governo e del Parlamento.

Nelle grandi dimensioni, le operazioni di concentrazione aziendale dovrebbero essere sottoposte alla condizione di rinuncia, da parte delle imprese coinvolte, al controllo delle grandi reti di trasporto, attraverso una cessione della proprietà delle reti stesse. La separazione proprietaria delle grandi reti, che non è stato possibile introdurre nelle nuove Direttive europee, rimane un obiettivo per un futuro completamento della liberalizzazione.

Nel caso del gas, il principale vincolo che si oppone alla creazione di un mercato europeo concorrenziale è la concentrazione delle provenienze e il peso di pochi fornitori primari, primi tra tutti quelli situati in Russia e in Algeria, connotati da una tradizione monopolistica. La situazione è in evoluzione, con l'ingresso di nuovi fornitori.

Giova l'azione della Commissione europea per eliminare le clausole contrattuali che vincolano le destinazioni del gas a specifici mercati nazionali. Solo con la creazione di un mercato europeo all'ingrosso si realizzeranno pienamente i benefici delle liberalizzazioni nazionali della commercializzazione e della vendita ai clienti finali.

Le nuove Direttive possono far riprendere il cammino verso la liberalizzazione. Possono contribuire a superare il timore di un'eccessiva asimmetria nella liberalizzazione, a condizione che le nuove disposizioni trovino rapida attuazione e che sempre più si affermi l'azione di tutela della concorrenza da parte della Commissione europea.

Il servizio elettrico

Nel corso dell'ultimo anno, il processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano ha compiuto alcuni passaggi fondamentali. Con la cessione di Interpower, avvenuta nel gennaio del 2003, si è completato il processo di dismissione degli impianti dell'Enel Spa per un totale di 15 000 MW, previsto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Alla riduzione del livello di concentrazione nella capacità di generazione ha fatto seguito l'abbassamento della soglia di idoneità che consente a oltre 150 000 clienti di affacciarsi per la prima volta sul mercato libero dell'energia elettrica.

Gli eccessivi costi di produzione dell'energia elettrica gravano tanto sui clienti vincolati, le cui tariffe continuano a essere fissate in via amministrativa, quanto sui clienti del mercato libero, per i quali continuano a ridursi i margini di convenienza offerti dai contratti bilaterali stipulati sul mercato libero. Il prezzo medio dell'energia elettrica continua ad essere superiore alla media europea ed esposto all'andamento delle quotazioni internazionali dei combustibili fossili.

Nella fase di avvio della liberalizzazione i clienti che passavano al mercato libero potevano ottenere sconti, rispetto al prezzo pagato sul mercato vincolato, fino al 15 per cento; oggi il margine di convenienza si va riducendo a valori che non superano il 5 per cento. Tale fenomeno pone interrogativi sulle reali condizioni di competitività del mercato sul lato della produzione di energia elettrica. Solo con l'avvio di meccanismi di mercato trasparenti sarà possibile liberare il potenziale di riduzione dei prezzi e introdurre meccanismi regolatori capaci di disincentivare i possibili comportamenti anticompetitivi da parte dei soggetti che detengono un rilevante potere di mercato. La maggiore trasparenza dei prezzi in seguito all'avvio della borsa elettrica potrà, nel medio termine, avere effetti positivi anche sui clienti vincolati.

Il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è diminuito nel 2002 dell'1,5 per cento rispetto al 2001. L'allungamento del periodo di riferimento per gli aggiornamenti, introdotto alla fine del 2002, ha spostato al primo semestre 2003 un aumento dovuto al rialzo dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi nel 2002. Lo spunto inflazionistico è stato successivamente riassorbito.

Le componenti del prezzo dell'energia elettrica relative ai costi fissi di produzione, di trasmissione e distribuzione hanno subito una contrazione nominale pari al 18 per cento nel corso dei sei anni di attività dell'Autorità tra il 1997 e il 2003.

Per l'incentivazione delle fonti rinnovabili i consumatori continuano a pagare un costo elevato, che nel solo 2002 ha superato i 2 200 milioni di euro, pari a poco meno del 10 per cento della tariffa media. Deve essere visto con favore il passaggio a sistemi di incentivazione maggiormente orientati al mercato, quale quello dei certificati verdi. Le difficoltà di avvio dei nuovi sistemi possono essere superate; deve essere evitata ogni tentazione di tornare a sistemi di prezzo garantito per quantità indeterminate, quale era quello previsto dal provvedimento Cip n. 6/92, a seguito del quale oggi oltre il 70 per cento dell'energia elettrica incentivata prodotta in Italia deriva da impianti cosiddetti "assimilati" e non da impianti che utilizzano le nuove fonti energetiche rinnovabili.

Agli altri oneri gravanti sulla tariffa elettrica si aggiunge, a partire dal 2000, quello relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici – distributrici dei cosiddetti costi non recuperabili sostenuti per la produzione di energia elettrica, o stranded costs. Il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito in legge, ne ha limitato la durata alla fine del 2003, salvo quelli relativi all'acquisto di gas nigeriano da parte dell'Enel che rimangono fino alla fine del 2009.

Nella prospettiva dell'estensione del mercato libero a tutti i clienti domestici, la tariffa elettrica deve essere aderente ai costi del

servizio. La tariffa ereditata dal passato è inferiore al costo del servizio per livelli bassi della potenza contrattuale e del consumo; il recupero nelle fasce di consumo più elevato può penalizzare le famiglie numerose anche se economicamente disagiate. La differenza rispetto ai costi si è ridotta negli ultimi anni, senza aggravio per i meno abbienti. Ma la tutela dei clienti in condizioni di disagio economico richiede apposite provvidenze: l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione, chiedendo indicazioni al Governo per quanto riguarda le scelte di politica sociale. I provvedimenti previsti dall'Autorità fisseranno criteri di accesso al regime agevolato trasparenti, oggettivi e tali da minimizzare l'onere ricadente sui clienti non agevolati.

Per ridurre lo svantaggio dell'Italia in materia di prezzi dell'energia elettrica sono necessari sia una maggiore diversificazione dei tipi di combustibili impiegati nella generazione termoelettrica, a vantaggio di quelli che comportano costi di produzione inferiori, sia l'ammodernamento del parco di generazione che appare caratterizzato da bassi livelli di efficienza energetica.

La generazione nazionale soddisfa oggi circa l'83 per cento della domanda di energia elettrica; l'importazione fornisce il 17 per cento circa utilizzando al massimo le interconnessioni. Ancora troppo piccola è la parte della generazione nazionale che può competere sul prezzo con la fornitura dal resto d'Europa. La crescita di un parco di generazione competitivo è necessaria per conseguire un avvicinamento del prezzo medio italiano a quello europeo: lo stimolo della concorrenza può significativamente accelerare tale avvicinamento.

È prioritario uno sforzo congiunto di tutte le istituzioni competenti per rimuovere gli ostacoli che si frappongono al rinnovamento del parco produttivo e della rete. L'effetto di attrazione di nuovi investimenti, che dovrebbe essere prodotto dalla presenza di prezzi elevati dell'energia, è neutralizzato dal permanere di incertezze sulle prospettive di reale apertura a condizioni concorrenziali del

mercato italiano, di disponibilità a prezzi ragionevoli di fonti energetiche primarie come il gas naturale, dalla ancora incerta suddivisione istituzionale di competenze in materia di autorizzazioni, imposizioni di vincoli ambientali, tassazione.

Il rinnovamento e l'ampliamento del parco di generazione è reso più urgente dalla crescita della domanda elettrica oltre che dal modificarsi delle sue caratteristiche. A fronte di un aumento della domanda dell'1,8 per cento nel 2002, la produzione nazionale di energia elettrica nello stesso periodo è aumentata solo dell'1,6 per cento.

Per far fronte a una domanda che cresce tendenzialmente al ritmo del 2 per cento all'anno occorre nuova capacità di generazione per circa 1000 MW all'anno. Un incremento più rapido è necessario per far fronte alla crescita della domanda nel periodo di punta. Ancora più rapida dovrebbe essere la crescita della nuova capacità, costituita da impianti ad alta efficienza, per sostituire gli impianti meno efficienti del parco, ridurre i costi e la pressione sulle importazioni. Il ritmo di entrata in funzione della nuova capacità verificato negli ultimi anni è insufficiente.

Sono state autorizzate, tra il 2002 e i primi sei mesi del 2003, 24 centrali termoelettriche, corrispondenti a poco meno di 12000 MW di nuova potenza installata: gli interventi legislativi miranti ad agevolare le autorizzazioni hanno fornito un contributo di accelerazione. I nuovi impianti dovrebbero essere costruiti nel giro di pochi anni per produrre gli effetti attesi. Sono state depositate presso il Ministero delle attività produttive domande per nuova capacità produttiva pari a oltre 39.000 MW, ma un numero rilevante di richieste di autorizzazione deve ancora essere valutato.

È da temere che i tempi necessari per il rinnovamento del parco produttivo nel settore elettrico italiano possano diventare più lunghi di quanto auspicato.

Devono essere adottate procedure adatte a un sistema che ormai deve essere considerato, assai più che nel passato, sistematicamente esposto al rischio di insufficienza. Si tratta di riesaminare le condizioni di indisponibilità degli impianti e la programmazione delle manutenzioni; l'uso delle clausole di interrompibilità nei contratti di fornitura e gli altri strumenti di gestione della domanda; la programmazione e gestione della rete riguardo ai punti di congestione interna e alle responsabilità rispettive del Gestore della rete di trasmissione nazionale e delle società esercenti il servizio di distribuzione.

Può essere d'aiuto l'elasticità della domanda ai diversi prezzi che riflettono i diversi costi del servizio nelle ore di punta e negli altri periodi di tempo. Nel mercato all'ingrosso la borsa darà significativa dimensione a tale diversità. Anche la clientela al dettaglio può esprimere una elasticità nella scelta delle ore di maggior consumo: le opzioni tariffarie multiorarie, disposte nella disciplina emanata dall'Autorità nel 1999, vengono offerte da alcune imprese fornitrici anche ai clienti domestici, ed è auspicabile che la pratica si generalizzi, assieme alla diffusione dei contatori digitali che le rendono possibili.

Finché permane la situazione anomala di un prezzo medio all'ingrosso nettamente più elevato di quello europeo, si pone un problema di allocazione della capacità di importazione, che risulta scarsa rispetto alla domanda. Le interconnessioni sono solo parzialmente nella disponibilità delle autorità italiane: occorre sempre un accordo con le autorità dei Paesi confinanti.

Gli accordi tra l'Autorità italiana e gli organismi di regolazione dei Paesi contigui hanno finora condotto ad assegnazioni amministrate per quote di capacità proporzionali alle domande espresse, purché di taglia superiore a un minimo, con assegnazioni riservate per i clienti finali disponibili ad interruzioni della fornitura quando lo richieda la sicurezza del sistema. Il beneficio dell'acquisto all'estero è stato così diffuso presso un gran numero di

clienti, con una posizione di favore per quelle imprese consumatrici che, essendo sensibili al costo dell'energia, hanno trovato convenienza a dotarsi di apparecchiature per il distacco anche improvviso della fornitura.

Nel definire le regole per le importazioni nel 2004 ha importanza l'indicazione che darà il Ministro delle attività produttive, ai sensi della legge 12 dicembre 2002, n. 273, in merito alle capacità da riservare a particolari categorie di clienti.

Il nuovo Regolamento europeo per gli scambi di elettricità prescrive l'adozione di metodi di mercato a partire dall' 1 luglio 2004. Sono stati espressi timori di un danno per l'economia italiana a seguito del maggior costo delle forniture che verrebbe a determinarsi se si adottasse un sistema di aste esplicite per la capacità di trasmissione. I metodi di mercato sono diversi e possono produrre effetti diversi: deve essere individuato quello che consente un'importazione al minor costo. Anche con l'introduzione di aste, il costo finale medio per i consumatori italiani, dopo la restituzione al sistema dei proventi d'asta, potrebbe essere inferiore a quello precedente. Entro il quadro dell'attuazione del Regolamento europeo occorre ricercare, per i settori la cui competitività maggiormente dipende dal costo dell'energia consumata nel processo produttivo, una condizione non penalizzante nella transizione verso una normalità del sistema elettrico italiano.

Le reti elettriche e i mercati organizzati

Appare opportuno il progetto di riunificazione di proprietà e gestione della rete elettrica di trasmissione nazionale: a condizione che la nuova società della rete sia indipendente da qualsiasi operatore di generazione e vendita. La società unificata potrà affrontare con coerenza d'indirizzo e adeguato patrimonio le sfide del potenziamento delle infrastrutture e della gestione

efficiente, da valutare in termini comparativi con le migliori esperienze imprenditoriali europee.

Anche prima che l'unificazione sia compiuta è necessario favorire e accelerare i progetti di sviluppo delle reti e di miglioramento della loro qualità. L'Autorità, nel proporre le tariffe di trasporto per il secondo quadriennio di regolazione che avrà inizio nel 2004, intende accentuare le convenienze allo sviluppo delle reti elettriche tramite l'adeguamento dei meccanismi tariffari di remunerazione degli investimenti.

All'opera di adeguamento della capacità di trasporto di energia elettrica deve accompagnarsi la sua utilizzazione secondo criteri di efficienza economica. Nel dispacciamento detto di merito economico la priorità nell'uso delle infrastrutture di rete dovrebbe essere assegnata agli impianti in grado di garantire maggiore efficienza e quindi prezzi più bassi. L'Autorità, che nell'aprile del 2001 ha definito le regole per il dispacciamento economico, è impegnata a rimuovere le difficoltà di carattere tecnico e organizzativo che ne hanno ritardato la realizzazione, con la prospettiva di un avvio all'inizio del 2004. La collaborazione con gli operatori interessati è finalizzata a superare le difficoltà, tra le quali l'incompleta disponibilità di informazioni sui profili di consumo dei clienti idonei.

I ritardi che hanno fin qui segnato l'avvio del dispacciamento di merito economico sono collegati alle difficoltà incontrate nella definizione del sistema delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, in particolare della borsa elettrica, che completa la liberalizzazione avviata nel 1999. L'Autorità opera, entro le proprie competenze e in collaborazione con il Ministero delle attività produttive e gli altri soggetti responsabili, per rendere possibile l'avvio della borsa elettrica nei tempi più brevi. Il Gestore del mercato elettrico Spa, istituito ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ha svolto un ingente lavoro di preparazione

degli strumenti normativi e informatici per il funzionamento della Borsa.

In attesa del funzionamento della borsa elettrica, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di introdurre trasparenza nella selezione delle offerte formulate dai produttori di elettricità per la fornitura del mercato vincolato. Un sistema transitorio di offerte di vendita è entrato in vigore l'1 luglio scorso, definito in collaborazione tra il Ministero delle attività produttive, l'Autorità e il Gestore della rete di trasmissione nazionale, dopo consultazione con gli operatori. I clienti del mercato libero si avvalgono, e continueranno ad avvalersi, di contratti fisici bilaterali.

La tutela dei clienti ancora vincolati, prevista dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 come compito dell'Acquirente Unico Spa, deve essere assicurata, utilizzando anche il lavoro di preparazione che è stato svolto dalla stessa società.

Il servizio di misura dell'energia elettrica, distinto dal servizio di distribuzione, assumerà un assetto più consono allo sviluppo del mercato liberalizzato: ne saranno poste le premesse con le regole per il secondo periodo di regolazione. La possibilità per i consumatori di essere tempestivamente informati circa le proprie modalità di consumo e i costi che ne discendono consente loro di svolgere un ruolo attivo nel mercato elettrico e renderà la domanda complessiva più elastica rispetto alle variazioni di prezzo, con beneficio per la stabilità dei prezzi e l'efficienza del sistema.

Gli effetti della regolazione sulla qualità tecnica del servizio elettrico sono visibili nella riduzione delle interruzioni del servizio imputabili alle reti di distribuzione, escluse quindi quelle connesse con carenze di energia disponibile nell'intero sistema o con calamità naturali. All'inizio della liberalizzazione l'incidenza di queste interruzioni del servizio elettrico era in Italia assai più elevata rispetto ai principali Stati membri dell'Unione europea, ed eccessivamente dif-

ferenziata fra le diverse aree del Paese. Nel 1999 l'Autorità ha introdotto una disciplina basata su obiettivi di miglioramento, riconoscimenti di costi e penalità. Le interruzioni oggetto della disciplina, di durata superiore ai tre minuti e non programmate, sono scese da 228 minuti in media all'anno per cliente nel 1999 a 130 minuti nel 2002. Il miglioramento è più forte nel Centro-Sud, a dimostrazione di un processo di convergenza tra aree regionali.

La disciplina verrà confermata con poche modifiche per il 2004 - 2007. L'esperienza e la collaborazione con le imprese hanno consentito di meglio formulare alcune norme, quali il trattamento delle interruzioni per cause di terzi o di forza maggiore. Con la prudenza dettata dalle difficoltà applicative da parte delle imprese distributrici, viene gradualmente avviata la rilevazione delle oscillazioni nella tensione dell'energia fornita. Per i clienti in media tensione saranno introdotti indennizzi individuali in caso di interruzioni eccedenti i limiti d'obbligo e sarà possibile stipulare contratti per le imprese distributrici per la garanzia individuale di livelli di qualità migliori di quelli definiti dall'Autorità.

Il servizio del gas naturale

La liberalizzazione italiana nel settore del gas, pur in condizioni di forte dipendenza dalle importazioni e con un ruolo preponderante dell'operatore dominante, si presenta più incisiva rispetto a quanto imposto dalla Direttiva europea, tanto più a fronte dei significativi ritardi che si sono registrati in altri paesi. Dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali hanno il diritto di scegliere il proprio fornitore. Con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 è stata imposta la separazione societaria di distribuzione, trasporto e stoccaggio dalle altre attività e la regolazione di tali infrastrutture essenziali è stata svolta dall'Autorità.

Per le tariffe di distribuzione, l'Autorità ha definito un costo standard, basato sui costi medi di un campione rappresentativo di imprese, introducendo così un meccanismo emulativo. Tale metodo è stato modificato, per la parte che riguarda il capitale investito, in ottemperanza a sentenze della magistratura amministrativa che hanno imposto di basare le tariffe su dati concreti: si è fatto riferimento ai costi di investimento dichiarati dalle imprese che dispongono di bilanci certificati. Ne risulta ridotto lo stimolo all'efficienza produttiva, almeno nel caso dei maggiori operatori del settore.

Per le tariffe di trasporto, si è proceduto a uno scrutinio attento delle evidenze contabili dell'operatore dominante – da cui dipende il 96 per cento delle infrastrutture – al fine di evitare un puro rimborso a piè di lista. Il meccanismo tariffario attenua l'impatto del fattore distanza e si fonda sulla capacità di trasporto prenotata in entrata e in uscita sui metanodotti e sui volumi di gas trasportato. Il meccanismo agevola il progressivo sganciamento dei flussi commerciali da quelli fisici e promuove una maggiore concorrenza anche attraverso l'aumento della liquidità del mercato.

Per le sue caratteristiche favorevoli alla concorrenza e per la sua flessibilità il criterio entry exit *è stato di recente indicato dalla Commissione europea come il modello da adottare negli Stati membri. Anche l'impostazione proposta recentemente dal regolatore francese in materia di tariffe di trasporto del gas ricalca quella adottata in Italia.*

Obiettivo del nuovo meccanismo tariffario è anche quello di spingere le imprese a effettuare nuovi investimenti nel settore e, contestualmente, a incrementare il flusso di gas vettoriato nelle infrastrutture esistenti. Dall'adozione di questo meccanismo nell'ottobre 2001, si è registrato un incremento di oltre il 10 per cento delle capacità di trasporto disponibili sia per recuperi di efficienza che per nuovi investimenti sulla rete. L'effetto combinato di una maggiore capacità e dell'impatto del price cap *fissato per indurre tali recuperi di efficienza ha portato ad una diminuzione delle tariffe del 7 per*

cento nel 2002 rispetto all'anno precedente. Il calo è confermato per il 2003.

L'Autorità ha fissato, prima in Europa, i criteri per la determinazione della tariffa per l'accesso agli impianti di rigassificazione e agli stoccaggi. Disponendo l'Italia di giacimenti di stoccaggio di dimensioni tali da assicurare costi molto inferiori rispetto ad altri paesi europei, il riferimento ai costi ha permesso di ridurre del 40 per cento, rispetto al 2001, le tariffe pagate dalle imprese che operano nell'importazione e nella vendita. Inoltre la struttura dei corrispettivi di capacità impegnata soggetti al price cap *è tale da indurre l'impresa di stoccaggio a migliorare l'efficienza produttiva grazie ad aumenti della capacità disponibile. Nel corso del solo anno termico 2002 - 2003, la capacità di stoccaggio per i terzi è cresciuta del 12 per cento.*

L'accesso agli stoccaggi è un elemento essenziale per favorire l'entrata di nuovi operatori. L'attuale assetto monopolistico dello stoccaggio non è imposto da ragioni di convenienza economica per il sistema e può essere superato.

I criteri stabiliti per la tariffa di stoccaggio hanno l'obiettivo di incentivare l'ingresso di nuove imprese, lasciandole libere per quattro anni di definire esse stesse le tariffe per i nuovi campi. Hanno anche la finalità di controllare l'attuale monopolio con la determinazione di una tariffa regolata che ha rimosso il precedente meccanismo di discriminazione dei prezzi su base stagionale.

A fronte dei citati interventi sui costi infrastrutturali, gli effetti sui prezzi finali sono ancora limitati. Nel 2002 i prezzi per il settore industriale, al netto delle tasse, hanno conosciuto una diminuzione stimabile intorno al 17 per cento, attribuibile al minore costo della materia prima. Pur tenendo conto della scarsa comparabilità dei dati, si può affermare che nel 2002 si è ridotto il divario con la media europea (da + 8 per cento a + 5 per cento). Il divario rimanente appare in gran parte riconducibile ai diversi costi di trasporto, sia nazionali che internazionali; vi sono spazi per ulteriori riduzioni.

La diminuzione dei prezzi continua nel 2003 a seguito del rinnovo dei contratti in regime di mercato libero. Fanno eccezione le forniture alle imprese energivore, che in passato godevano di regimi particolari.

I prezzi del gas per il settore domestico al netto delle imposte sono diminuiti nel 2002 in maniera più pronunciata in Italia che in Europa per tutte le tipologie di consumo. I prezzi italiani rimangono nondimeno relativamente più elevati, con l'eccezione delle più basse fasce di utenza. Le differenze non appaiono giustificabili in termini di dati strutturali. Secondo i dati Istat, il prezzo medio annuo del gas è diminuito durante il 2002 di quasi 5 punti percentuali. Il risparmio di spesa per il consumatore medio è stato pari a circa 32 euro all'anno. La discesa del prezzo del gas riflette esclusivamente il calo del costo della materia prima: non si sono registrate le diminuzioni attese come conseguenza della concorrenza nell'offerta.

Dopo la completa liberalizzazione della domanda con l'inizio del 2003, l'Autorità è intervenuta imponendo ai venditori di continuare a praticare le condizioni economiche praticate fino a quel momento, allo scopo di scongiurare rialzi dei prezzi non contenibili da spinte concorrenziali ancora non registrate per queste fasce di mercato. L'esigenza di intervenire con un provvedimento di tutela del cliente finale indica che l'apertura del mercato dal lato della domanda e la separazione delle fasi potenzialmente competitive da quelle monopolistiche non genera automaticamente uno sviluppo della concorrenza e una riduzione dei prezzi.

Sarà presto in consultazione il codice di condotta commerciale per la vendita del gas ai clienti finali, attività ormai completamente aperta all'operare di imprese anche nuove e comunque diverse da quelle che provvedono alla distribuzione. Il codice di condotta fissa i principi generali di trasparenza e i requisiti minimi che ciascuna impresa di vendita del gas dovrà rispettare.

Dopo consultazione e sentita l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Autorità si appresta ad approvare le regole per gli accertamenti in materia di sicurezza degli impianti domestici di gas. Le imprese distributrici hanno compiti limitati, per non ostacolare la concorrenza nelle attività di vendita, di installazione e manutenzione degli impianti domestici, ma essenziali al fine di prevenire le situazioni di pericolo, anche per l'incolumità delle persone.

Le infrastrutture del gas e i mercati organizzati

La separazione societaria che ha dato vita alla società Snam Rete Gas Spa e alla sua successiva quotazione in borsa è stata positiva per l'introduzione di condizioni di mercato. La trasparenza conseguente non solo alla separazione ma anche all'osservanza degli obblighi imposti alle società quotate ha permesso al mercato di avviarsi e al regolatore di acquisire informazioni preziose.

Numerosi rimangono gli ostacoli alla creazione di un mercato concorrenziale del gas. Osta la concentrazione dell'offerta sul mercato all'ingrosso, le strozzature rilevate nella capacità di trasporto dall'estero, la struttura dei costi per nuove infrastrutture di importazione, che scoraggia condotte aggressive da parte di nuovi operatori, e il vincolo dei contratti take or pay.

L'operatore dominante mantiene una quota significativa dei flussi di importazione, pari a circa il 70 per cento sia pure in netta diminuzione rispetto a quella detenuta nel 2000 (86 per cento), per effetto dei tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Tuttavia, come anche l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha evidenziato, le modalità scelte dall'Eni Spa per ottemperare all'obbligo di cessione di parte delle sue disponibilità di gas hanno privilegiato alcuni operatori potenziali concorrenti e non hanno seguito procedure trasparenti e non

discriminatorie, saturando anche la capacità di trasporto di gas nelle reti internazionali ad alta pressione.

È necessario passare da un mercato del gas limitato dai confini nazionali, caratterizzato da flussi unidirezionali nel senso dell'importazione e di fatto controllati dall'operatore dominante, a un mercato in cui i flussi commerciali attraversino le frontiere in entrambe le direzioni e siano inseriti in un contesto competitivo. È necessaria una vigilanza sulle condizioni di mercato, al fine di prevenire comportamenti che possono impedire il gioco della concorrenza.

Un aumento della disponibilità di gas, attraverso la differenziazione delle fonti e la realizzazione di nuove infrastrutture, è condizione necessaria per la realizzazione di un mercato all'ingrosso del gas naturale. Occorre assicurare che gli operatori presenti su questo mercato siano in grado di competere tra loro su base paritaria. Per facilitare l'ingresso di nuovo gas nel nostro sistema l'Autorità è intervenuta riconoscendo incentivi ai nuovi investimenti. Tuttavia finora nessuno dei numerosi progetti infrastrutturali, che prevedono un cospicuo aumento delle capacità sia di terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto sia di nuovi gasdotti, è ancora entrato nella fase operativa.

L'opportunità di creare una borsa del gas anche in Italia è oggetto di crescente attenzione e dibattito. Una sede di contrattazioni caratterizzate da regole di trasparenza offrirebbe strumenti di flessibilità e di liquidità da cui trarrebbero beneficio gli operatori, soprattutto quelli nuovi, caratterizzati da un ridotto portafoglio di contratti per l'acquisto della materia prima. Il punto di scambio virtuale all'interno del sistema entry-exit *favorisce l'incontro di domanda e offerta e la stipula di molteplici contratti i cui punti di consegna fisici possono essere anche diversi; contratti di importazione da lunghissima distanza e, attorno ad essi, numerosi contratti di rivendita di portata locale, così da configurare quella disposizione a raggiera che ha dato luogo al termine*

hub. La graduale creazione di un mercato di questo genere può essere l'opera di un soggetto tecnicamente adeguato e neutrale, attorno al quale si crei facilmente la disponibilità di contrattazioni in quantità sufficiente a creare attrazione per numerosi operatori. Un soggetto candidato a tale compito deve convincere gli operatori della propria neutralità, oltre che sviluppare le capacità necessarie.

Le trasformazioni in atto nel settore, indotte dalla liberalizzazione e dalla regolazione degli accessi, sono profonde. Nel corso del 2002 i contratti a breve e spot hanno rappresentato il 5 per cento del totale degli scambi; tra il 2000 e il 2002 il numero degli importatori è salito da 3 a circa 20. Cresce il ruolo dei consorzi di consumatori e il numero degli operatori in tutte le fasi della filiera aperte alla concorrenza. I soggetti che hanno avuto accesso al trasporto sono stati 4 nel 2000 e 27 nel 2002, gli operatori con contratto di stoccaggio 2 nel 2000 e 14 nel 2002. Nel settore industriale circa il 15 per cento dei volumi è stato oggetto di cambio di fornitore tra il 2000 e il 2002.

L'Autorità è intervenuta agevolando nuovi investimenti nelle strutture per l'importazione attraverso il riconoscimento di diritti esclusivi di accesso a lungo termine al soggetto che sostiene l'onere del nuovo investimento in gasdotti o terminali di Gnl. Per favorire l'accesso anche ad altre imprese l'assegnazione prioritaria è limitata all'80 per cento della nuova capacità. Tale disposizione è stata ripresa nella legge 12 dicembre 2002, n. 273. La nuova Direttiva europea introduce un sistema di esenzioni del diritto di accesso, in caso di nuovi investimenti infrastrutturali.

È stato espresso il timore che gli aumenti della capacità di importazione in un contesto di debolezza della domanda possano portare a un eccesso di offerta. Una valutazione precisa degli sviluppi di domanda e offerta è difficile, per le incertezze della congiuntura economica, dei tempi di costruzione delle infrastrutture e degli impianti di generazione di elettricità che costituiscono la

componente maggiore della nuova domanda. Le esigenze di sicurezza del sistema impongono di non sbagliare nella direzione di una possibile insufficienza dell'offerta. La formazione di un mercato europeo liberalizzato consente di riferire le previsioni di domanda a un contesto più ampio e più stabile. Per lo sviluppo di un mercato competitivo e per la disponibilità del gas è necessario che la capacità delle infrastrutture non sia tagliata su misura della domanda ma offra spazi maggiori; in caso contrario persisterebbe una posizione di eccessivo vantaggio per gli operatori già in possesso di contratti con la clientela.

L'Autorità ha operato per favorire lo sviluppo del mercato all'ingrosso, la flessibilità delle forme di negoziazione e la loro varietà in risposta alle esigenze del sistema. È previsto un mercato secondario delle capacità. È stato introdotto un obbligo di offrire servizi di trasporto e stoccaggio interrompibili. L'allocazione prioritaria degli accessi è limitata alle capacità medie giornaliere. È stata prevista la possibilità di scambiare gas nel sistema attraverso il conferimento disgiunto delle capacità di entrata e di quelle di uscita.

Consapevole della necessità di un continuo adeguamento delle regole per seguire le esigenze di un mercato in via di sviluppo, l'Autorità ha seguito l'impostazione tracciata nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, che privilegia l'autoregolazione delle imprese attraverso la predisposizione di codici. Compito dell'Autorità è fissare i principi di carattere generale e verificare i comportamenti. Questa impostazione ha favorito la partecipazione degli operatori e la loro interazione, riducendo la necessità del ricorso ai poteri coercitivi e contribunedo a limitare il contenzioso.

Le imprese di trasporto, Snam Rete Gas e Edison T&S, hanno inviato all'Autorità il proprio codice di rete, predisposto sulla base delle regole che l'Autorità ha fissato. I codici saranno presto pubblicati in vista delle attività per il nuovo anno termico che ha inizio il prossimo ottobre.

È in corso la predisposizione delle norme per la definizione dei codici di stoccaggio e di distribuzione.

Tutela dell'ambiente e efficienza energetica negli usi finali

L'Italia ha ratificato nel giugno del 2001 il protocollo di Kyoto. L'energia contribuisce per l'80 per cento delle emissioni di gas di serra e costituisce quindi un elemento fondamentale per il rispetto degli impegni assunti.

Il programma di riduzione delle emissioni prevede il ricorso a strumenti di mercato.

A partire da quest'anno è stata avviata la sperimentazione dei certificati verdi. Produttori e importatori di energia elettrica sono tenuti a immettere in rete almeno il 2 per cento di energia prodotta da impianti di recente installazione che utilizzano nuove fonti rinnovabili, o procurarsi i certificati verdi tramite contrattazioni bilaterali o sul mercato predisposto dal Gestore del mercato. Il prezzo di mercato dei certificati fornisce un'incentivazione superiore a quella percepita dagli operatori di impianti eolici e geotermici che beneficiano del regime di cui al provvedimento Cip n. 6/92, ma inferiore a quella relativa agli impianti fotovoltaici e da combustione di biomasse o rifiuti.

Al conseguimento degli obiettivi del protocollo di Kyoto contribuiscono anche i miglioramenti di efficienza nell'uso dell'energia. L'Autorità ha avviato la definizione e la gestione del nuovo quadro normativo per l'uso efficiente dell'energia, introdotto con due appositi decreti ministeriali dell'aprile 2001. Sono previsti programmi promossi dai distributori di energia elettrica o di gas o da altri soggetti. Sono introdotti obblighi a carico dei distributori di energia elettrica e gas, misurati in quantità di energia risparmiata dai consumatori. Vengono attribuiti titoli di efficienza energetica ai soggetti che realizzano progetti riconosciuti validi. Il mer-

cato dei titoli di efficienza energetica consentirà lo sviluppo dei programmi da parte delle imprese che ne avranno la capacità, e quindi la minimizzazione del costo complessivo dell'operazione. Il dispositivo si propone di contribuire anche alla affidabilità del sistema elettrico nazionale, attraverso una riduzione del tasso di crescita dei consumi energetici nazionali, e di generare un risparmio di oltre sette milioni di tonnellate equivalenti di petrolio in cinque anni.

Gli aspetti istituzionali

La riforma del titolo V della Costituzione prevede modifiche nell'assetto delle competenze in campo energetico. Il nuovo schema governativo di disegno di legge costituzionale rivede la ripartizione delle competenze fra Stato e Regioni e delle materie soggette a legislazione concorrente: in particolare la produzione e il trasporto dell'energia elettrica e del gas, le scorte e gli stoccaggi strategici del gas sono ricondotti nella competenza esclusiva dello Stato.

Le difficoltà sperimentate nella realizzazione di infrastrutture energetiche evidenziano la necessità di una concordia tra le istituzioni, basata su di una chiara definizione delle responsabilità, senza la quale il sistema energetico nazionale è esposto a rischio.

Della pericolosità di comportamenti non coordinati è indicativo il caso del tributo ambientale introdotto dalla Regione Sicilia e gravante sui proprietari dei gasdotti. L'Autorità non ha accolto la richiesta dell'impresa esercente il trasporto di riconoscere il costo del tributo entro la tariffa di trasporto del gas naturale, ritenendo il tributo illegittimo. Ciò ha evitato che un tributo imposto da un'amministrazione regionale gravasse sui consumatori dell'intero territorio nazionale, determinando anche una distorsione della

concorrenza. La magistratura ha accolto la tesi dell'Autorità e sospeso l'applicazione di tale tributo.

La ridefinizione dei ruoli istituzionali riguarda anche i rapporti tra istituzioni nazionali ed europee. Il nuovo Regolamento sugli scambi di elettricità conferisce alla Commissione europea ampi poteri diretti in materia di armonizzazione tariffaria e gestione delle congestioni. Intensa deve essere la partecipazione delle istituzioni nazionali alla formazione degli orientamenti in seno alle istituzioni europee.

Le autorità di regolazione cooperano tra di loro nell'ambito del Consiglio dei regolatori europei dell'energia. Il Consiglio, al quale l'Autorità italiana ha dedicato costante impegno, ha svolto un lavoro importante, assieme alla Commissione europea, per disegnare e attuare le tappe della liberalizzazione. Ancor più evidente sarà il suo ruolo nel contesto creato dalle nuove Direttive e dal Regolamento per gli scambi di elettricità, ove è previsto un gruppo consultivo della Commissione europea.

L'ampliamento dell'Unione Europea pone nuovi problemi e offre nuove opportunità. Lo sforzo dei paesi di nuova adesione per adeguarsi alle Direttive europee in materia di energia viene sostenuto anche dalla collaborazione in atto tra gli organismi di regolazione. L'Autorità italiana offre assistenza, nel quadro dei programmi comunitari, alle autorità di regolazione della Lituania, della Repubblica Ceca, della Turchia.

Lo sviluppo di un mercato integrato dell'energia nell'area balcanica è la nuova sfida che i Governi dell'area e di alcuni paesi dell'Unione, tra cui l'Italia, e la Commissione europea stanno affrontando. L'Autorità sta svolgendo un intenso lavoro, assieme all'autorità greca, per trasferire alle neonate autorità di regolazione dell'area sud orientale dell'Europa l'esperienza maturata nell'Unione europea in materia di mercati energetici.

Nell'anno in corso si conclude il mandato del primo Collegio di questa Autorità. Il 4 dicembre 1996 questa Autorità iniziava la sua attività, in un contesto caratterizzato dalla tradizione del monopolio e dell'impresa pubblica. L'urgenza di privatizzare ha posto talvolta in ombra la complessità delle liberalizzazioni. Diffusi timori accompagnavano la presentazione delle riforme.

In meno di sette anni l'evoluzione è stata imponente. La regolazione dei servizi di pubblica utilità, e in particolare dei servizi energetici, è oggi una realtà nei paesi industrializzati. Comune obiettivo è lo sviluppo di sistemi concorrenziali e dinamici in cui trovino adeguate garanzie la sicurezza della fornitura anche nel lungo periodo e gli obblighi di servizio pubblico. L'Italia è a buon titolo inserita in uno sviluppo di progetti, realizzazioni, esperienze. Assume rilievo, nell'ambito di questo sviluppo, l'organizzazione a Roma, il prossimo ottobre, del World Forum on Energy Regulation, *nell'ambito del semestre di Presidenza italiana dell'Unione, con la partecipazione delle associazioni degli organismi di regolazione di ogni parte del mondo e con l'appoggio della Commissione europea, della Banca mondiale, dell'Agenzia internazionale dell'energia.*

La regolazione dei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas in Italia è una realtà in crescita. Non sarebbe stato possibile conseguire i risultati che questo Collegio può oggi mostrare senza l'indipendenza che all'Autorità è stata attribuita dalla legge istitutiva e la collaborazione con le altre istituzioni dello Stato, e con le realtà associative, di cui essa ha potuto beneficiare.

La Guardia di Finanza, e in particolare il Nucleo per la tutela della concorrenza e del mercato, ha fornito un prezioso contributo nelle attività di verifica e controllo. Ad essa va il nostro vivo apprezzamento.

Nello svolgere il compito assegnatole, questa Autorità ha constatato che non bastava operare ma occorreva compiere uno sforzo ingente per spiegare le ragioni dello stesso operare. Una liberalizzazione equilibrata richiede una cultura diffusa, che si costruisce gradualmente. Occorre chiarire la portata delle trasformazioni in programma, i benefici che ne possono derivare, le condizioni indispensabili per il successo, la necessità di interventi volti a salvaguardare le caratteristiche del servizio pubblico, l'impossibilità di raggiungere in breve tempo grandi riduzioni delle tariffe e dei prezzi.

Accanto alla attività statutaria, ha pertanto costituito parte integrante dell'azione dell'Autorità il lavoro continuo di illustrazione e spiegazione all'opinione pubblica circa la natura, le caratteristiche e i limiti dei processi in corso.

Questa azione è stata condotta con una partecipazione convinta dei dipendenti dell'Autorità, ai quali mi è gradito rivolgere in questa sede, a nome del Collegio, un vivo ringraziamento per l'impegno, la dedizione e la competenza profusi nell'assolvere le proprie funzioni.

Attualmente prestano servizio in Autorità poco più di cento dipendenti. Il limite di legge di 150 sarà raggiunto con l'espletamento dei concorsi e delle selezioni in preparazione. La struttura è ancora numericamente insufficiente a rispondere alle crescenti incombenze, e appare nettamente inferiore a quelle di altre autorità di regolazione europee con pari compiti.

Compiti crescenti e complessi si pongono a questa Autorità. Siamo certi che la compagine costituitasi nel corso del nostro mandato saprà, sotto la guida dei nostri successori, rispondere alle crescenti esigenze degli operatori, dei consumatori e del Paese.

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

INDICE

—

SEZIONE 1 *Pag.*

LO SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE 47

1. IL CONTESTO INTERNAZIONALE 49

QUADRO ECONOMICO E CONGIUNTURA ENERGETICA INTERNAZIONALE 49

Il mercato internazionale dell'energia nel 2002 49

Le prospettive internazionali per il 2003 53

I RAPPORTI CON I PAESI PRODUTTORI 55

L'OPEC 55

Il Forum dei paesi esportatori di gas 57

La Federazione russa e i paesi del Mar Caspio 58

I paesi del Mediterraneo 60

2. IL CONTESTO EUROPEO 63

IL SETTORE ENERGETICO NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA 63

Approvvigionamento e consumi di energia nei paesi membri nel 2002 63

Gli indirizzi di politica energetica a livello europeo 64

Le politiche energetiche nazionali 66

L'incentivazione delle fonti rinnovabili nei paesi membri 79

I PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS 83

I prezzi dell'energia elettrica 84

I prezzi del gas 90

Pag.

IL PROCESSO DI SVILUPPO DI MERCATI ENERGETICI CONCORRENZIALI 96

Liberalizzazione, regolazione e sviluppo della concorrenza 96

Le borse europee dell'energia elettrica e del gas 105

La promozione degli investimenti in infrastrutture di trasporto dell'energia 112

Il commercio transfrontaliero: allocazione della capacità di trasporto e tariffe 115

LA REGOLAZIONE DEL MERCATO UNICO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS 121

Le modifiche delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE 121

Le attività del CEER 124

Le attività dei Forum europei per la regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas 125

Il processo di liberalizzazione nei nuovi paesi membri 131

Progetti di gemellaggio amministrativo con i nuovi paesi membri ... 136

LA RISTRUTTURAZIONE DELL'INDUSTRIA ENERGETICA EUROPEA 137

3. IL CONTESTO NAZIONALE 145

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE 145

Domanda e offerta di energia nel 2002 145

Le prospettive per il 2003 149

L'approvvigionamento di energia elettrica e gas nel breve e medio termine 150

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO 159

Le modifiche legislative 159

Il dibattito sull'energia e le politiche di sviluppo 163

I cambiamenti previsti dal disegno di legge di riordino del settore energetico 166

Le politiche e la legislazione energetica regionale e locale 169

Pag.

TUTELA DELL'AMBIENTE 172

Avvio del meccanismo dei certificati verdi e sviluppo delle fonti rinnovabili 172

Politiche e misure per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto . 175

SEZIONE 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI . 179

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO 181

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI 181

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002 189

GENERAZIONE E IMPORTAZIONE 193

Struttura del mercato della produzione nazionale 193

Struttura delle importazioni 203

Gli obiettivi dell'Autorità nella promozione della concorrenza dell'offerta 205

SERVIZIO DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA 211

I tempi dell'avvio del dispacciamento di merito economico 211

Attività di regolazione tecnica ed economica del servizio 214

VENDITA AI CLIENTI IDONEI 216

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei 216

Il contributo delle aste CIP6 e delle importazioni per incrementare l'offerta nel mercato libero 220

Le azioni dell'Autorità per la semplificazione delle procedure di riconoscimento dell'idoneità 222

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO 224

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati 224

Attività di regolazione economica della distribuzione 227

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato 228

Pag.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA 235

ONERI DI SISTEMA 239

5. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE 245

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI 245

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002 255

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI 259

Struttura del mercato dell'approvvigionamento (produzione nazionale e importazioni) 259

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas 262

TRASPORTO E STOCCAGGIO 269

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione 269

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione 275

DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL MERCATO LIBERO E VINCOLATO 287

Struttura delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato 287

Regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato 289

PREZZI E TARIFFE DEL GAS 309

6. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI 313

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI 313

LA QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE 318

Verifica dell'attuazione della Carta dei servizi 318

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas 321

Pag.

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 325

La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas 332

Nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza gas .. 339

Rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie 341

Interventi in tema di misura del gas per i clienti finali 342

LA TUTELA DEI CONSUMATORI NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS 343

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni 343

Condizioni contrattuali di fornitura dell'energia elettrica e del gas 346

Informazione di consumatori e utenti 348

Trasparenza delle bollette 348

Codici di condotta commerciali 349

Informazione 349

Il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori 350

Strumenti stragiudiziali di risoluzione delle controversie: la conciliazione 351

L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DI FONTI RINNOVABILI .. 352

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 e il ruolo assegnato all'Autorità 353

L'attività svolta dall'Autorità per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 355

SEZIONE 3

RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ 359

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI 361

RAPPORTI CON AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE 361

Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento .. 361

Rilascio di pareri al Ministero delle attività produttive e al Gestore della rete di trasmissione nazionale 365

Audizioni presso le commissioni parlamentari competenti 367

Pag.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE, CONTROLLO E STATO DEL CONTENZIOSO 370

Attività di consultazione 370

Ispezioni e controlli tecnici 372

Stato del contenzioso 374

COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE 378

8. L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE 381

L'ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: AREE, SERVIZI E ALTRI UFFICI 381

RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE 382

INFRASTRUTTURE E SERVIZI 386

RISORSE E GESTIONE FINANZIARIA 388

GLOSSARIO 391

INDICE DELLE TAVOLE

—

Pag.

Tav. 2.1 Indicatori economici ed energetici dei paesi dell'Unione europea 68

Tav. 2.2 Consumo di energia primaria nei paesi dell'Unione europea . 69

Tav. 2.3 Generazione elettrica lorda nei paesi dell'Unione europea 71

Tav. 2.4 Produzione di energia primaria nei paesi dell'Unione europea .. 72

Tav. 2.5 Previsioni economiche ed energetiche per l'Unione europea a 15 paesi 73

Tav. 2.6 Previsioni energetiche per l'Unione europea a 15 paesi 74

Tav. 2.7 Incidenza delle fonti rinnovabili nelle previsioni dei governi dei paesi dell'Unione europea 78

Tav. 2.8 Il raggiungimento dei limiti di Kyoto nelle previsioni dei paesi dell'Unione europea 79

Tav. 2.9 Meccanismi di incentivazione delle energie rinnovabili nei paesi dell'Unione europea 82

Tav. 2.10 Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche 85

Tav. 2.11 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche 86

Tav. 2.12 Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali 88

Tav. 2.13 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali 90

Tav. 2.14 Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche 92

Tav. 2.15 Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche 93

Tav. 2.16 Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali 94

Tav. 2.17 Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali 95

Tav. 2.18 Livelli di prezzo dell'energia, gennaio 2002 98

Tav. 2.19 Stima della quota di clienti che hanno cambiato fornitore nel periodo 1998-2001 99

Tav. 2.20 Struttura del mercato della generazione e della importazione di energia elettrica 102

Pag.

Tav. 2.21 Struttura del mercato della produzione e dell'importazione del gas 103

Tav. 2.22 Prezzi medi nelle borse europee 108

Tav. 2.23 Incidenza dell'energia trattata in borsa sulle vendite totali 109

Tav. 2.24 Coerenza dei meccanismi di gestione delle congestioni elettriche con i principi guida del sesto Forum di Firenze 116

Tav. 2.25 Gestione delle congestioni e struttura delle tariffe di trasporto nel settore del gas 119

Tav. 2.26 Il settore elettrico nei paesi nuovi entranti 132

Tav. 2.27 Il settore del gas nei paesi nuovi entranti 133

Tav. 2.28 Il settore elettrico nei paesi del Sud Est europeo 135

Tav. 3.1 Fabbisogno di energia primaria in Italia 2000-2002 145

Tav. 3.2 Bilancio dell'energia nel 2002 146

Tav. 3.3 Spesa media mensile familiare per utenze, servizi dell'abitazione e ripartizione geografica 148

Tav. 3.4 Evoluzione nel tempo dell'incidenza della spesa in energia elettrica e gas sulla spesa totale 149

Tav. 3.5 Intensità energetica del PIL 1980-2010 151

Tav. 3.6 Fabbisogni di energia negli usi finali 1990-2010 152

Tav. 3.7 Bilancio della generazione elettrica 2000-2010 155

Tav. 3.8 Fabbisogno di gas naturale 2000-2010 157

Tav. 3.9 Fabbisogno di gas naturale e capacità di importazione nell'anno 2010 in base alle infrastrutture attualmente programmate 158

Tav. 3.10 Bilancio del settore elettrico al 2010 previsto dallo scenario di riferimento 178

Tav. 3.11 Ulteriori misure nazionali di riduzione dei gas serra riguardanti il settore elettrico 178

Tav. 4.1 Bilancio dell'energia elettrica nel 2002 190

Tav. 4.2 Struttura delle vendite dei principali grossisti sul mercato libero dell'energia elettrica 191

Tav. 4.3 Produzione lorda di energia in Italia per fonte 1997-2002 194

Tav. 4.4 1 tempi della dismissione, prezzi e società acquirenti delle Gen.Co. 195

Tav. 4.5 Stato dei programmi di riconversione degli impianti appartenenti alle Gen.Co. 196

Tav. 4.6 Autorizzazioni rilasciate dal Ministero delle attività produttive al maggio 2003 197

Tav. 4.7 Richieste di autorizzazione di nuove centrali al maggio 2003 . 198

Tav. 4.8 Contributo percentuale delle diverse fonti combustibili nelle prime cinque imprese di generazione 200

Tav. 4.9 Ritiri di energia da parte del Grtn della produzione da impianti incentivati e in eccedenza 201

Tav. 4.10 Quantità e prezzi medi di ritiro dell'energia elettrica da parte del Grtn 203

Tav. 4.11 Allocazione della capacità di importazione 2002-2003 sulla frontiera settentrionale 205

Pag.

Tav. 4.12 Tariffa media per il servizio di trasporto per le diverse tipologie contrattuali 215

Tav. 4.13 Evoluzione del mercato libero 2002-2003 218

Tav. 4.14 Incidenza dell'autoproduzione sui consumi dei clienti idonei a fine aprile 2003 219

Tav. 4.15 Quantità e prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica assegnata nel 2002 nelle aste CIP6 221

Tav. 4.16 Quantità di energia assegnata nel 2003 e prezzo base nelle aste CIP6 221

Tav. 4.17 Assegnazione di capacità disponibile sulla frontiera settentrionale per il 2003 222

Tav. 4.18 Cessioni di porzioni di rete di distribuzione da parte di Enel Distribuzione all'1 marzo 2003 225

Tav. 4.19 Imprese che hanno avviato la procedura di arbitraggio per l'acquisizione di porzioni di rete di Enel Distribuzione 226

Tav. 4.20 Imprese che hanno ceduto completamente l'attività di distribuzione a Enel Distribuzione 226

Tav. 4.21 Imprese che hanno ceduto porzioni di rete a Enel Distribuzione 227

Tav. 4.22 Indici mensili dei prezzi dell'energia elettrica 235

Tav. 5.1 Bilancio del gas naturale nel 2002 256

Tav. 5.2 Operatori del settore gas nel 2002 257

Tav. 5.3 Immissioni da strutture esistenti (e programmate) al 2010 263

Tav. 5.4 Prelievi previsti al 2010 265

Tav. 5.5 Prelievi previsti al 2020 265

Tav. 5.6 Capacità di trasporto continue per l'anno termico 1 ottobre 2002 - 30 settembre 2003 267

Tav. 5.7 Conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo in Italia 270

Tav. 5.8 Progetti per nuovi terminali di rigassificazione in Italia 272

Tav. 5.9 Tariffe di trasporto e dispacciamento 277

Tav. 5.10 Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia S.p.A. 278

Tav. 5.11 Situazione delle domande di autorizzazione alla vendita 289

Tav. 5.12 Variazioni tariffarie per l'anno 2002 e per la prima metà del 2003 308

Tav. 5.13 Indici mensili dei prezzi del gas 310

Tav. 5.14 Imposte sul gas 312

Tav. 6.1 Grado di adozione della Carta dei servizi nel settore elettrico e del gas 319

Tav. 6.2 Conoscenza della carta dei servizi 320

Tav. 6.3 Andamento del numero dei rimborsi pagati ai clienti negli anni 1997-2002 324

Tav. 6.4 Riepilogo del numero di rimborsi per standard specifici nei settori gas ed elettricità, anni 2001 -2002 324

Tav. 6.5 Miglioramenti di continuità obbligatori per il gruppo Enel 327

Pag.

Tav. 6.6 Riduzione dei divari regionali di continuità del servizio elettrico, 1999-2002 329

Tav. 6.7 Indicatori di continuità del servizio elettrico nel 2002, gruppo Enel 330

Tav. 6.8 Indicatori di continuità del servizio elettrico nel 2002, aziende elettriche locali con più di 100.000 clienti finali 331

Tav. 6.9 Pronto intervento dei grandi esercenti, anno 2002 335

Tav. 6.10 Rete ispezionata dai grandi esercenti, anno 2002 336

Tav. 6.11 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti, anno 2002 337

Tav. 6.12 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti, anno 2002 ... 338

Tav. 6.13 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico 341

Tav. 6.14 Soddisfazione complessiva per il servizio gas 342

Tav. 6.15 Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevute dall'Autorità nel periodo maggio 1999 - aprile 2003 345

Tav. 6.16 Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità nel periodo maggio 2002 - aprile 2003 345

Tav 6.17 Obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico imposti dai decreti ministeriali 24 aprile 2001 354

Tav. 7.1 Sintesi delle attività di consultazione 371

Tav. 7.2 Sintesi dei controlli tecnici 373

Tav. 7.3 Elenco dei controlli tecnici 373

Tav. 7.4 Elenco delle ispezioni 373

Tav. 7.5 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa 375

Tav. 7.6 Ricorsi avverso le decisioni dell'Autorità, per tipo di ricorrenti . 375

Tav. 7.7 Riepilogo per anno del contenzioso di primo grado 376

Tav. 7.8 Riepilogo per anno del contenzioso di secondo grado 376

Tav. 8.1 Pianta organica 384

Tav. 8.2 Composizione del personale al 30 aprile 2003 per tipo di contratto 384

Tav. 8.3 Composizione del personale al 30 aprile 2003 per carriera e qualifica 385

Tav. 8.4 Retribuzioni contrattuali lorde per carriera e grado 385

Tav. 8.5 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto degli esercizi 2001 e 2002 389

INDICE DELLE FIGURE

—

Pag.

Fig. 2.1 Contributo della generazione rinnovabile sul consumo interno lordo dei paesi dell'Unione europea 80

Fig. 3.1 Andamento del rapporto energia finale/PIL 1980-2010 153

Fig. 3.2 Andamento del rapporto energia elettrica/PIL 1980-2010 .. 153

Fig. 3.3 Costo di incentivazione di impianti rinnovabili con il CIP6 e i certificati verdi 175

Fig. 4.1 Andamento della tariffa elettrica a confronto con il prezzo del petrolio 1997-2003 183

Fig. 4.2 Composizione della tariffa elettrica 1997-2003 188

Fig. 4.3 Contributo percentuale delle maggiori società alla produzione destinata al consumo 2002 199

Fig. 4.4 Contributo percentuale delle maggiori società alla produzione destinata al consumo 2002 comprensivo della generazione CIP6 200

Fig. 4.5 Composizione della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte negli ultimi due anni 236

Fig. 5.1 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2003, secondo la durata intera 260

Fig. 5.2 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2003, secondo la durata residua 260

Fig. 5.3 Ripartizione dei contratti (annuali e pluriennali), secondo la quota di *take or pay* rispetto al volume contrattuale annuale (per l'anno 2003) 261

Fig. 5.4 Ripartizione dei contratti (annuali e pluriennali), secondo la quota di *take or pay* rispetto al volume contrattuale della fornitura intera 261

Fig. 5.5 Tariffa media nazionale del gas naturale 311

Fig. 6.1 Miglioramento della continuità del servizio nel periodo 1998-2002 328

INDICE DEI RIQUADRI

–

Pag.

Stralci dal Documento conclusivo dell'indagine parlamentare conoscitiva sulle dinamiche dei prezzi e delle tariffe e sulla tutela dei consumatori 164

Linee guida del disegno di legge AC 3297 (stralcio dalla Relazione tecnica di accompagnamento) 167

Il protrarsi delle concessioni CIP6 202

L'interconnessione sulla frontiera meridionale 204

Stranded cost, rendita idroelettrica e gas nigeriano 241

Quadro normativo di riferimento della delibera n. 195/02 292

Concorrenza e tutela del cliente finale nel settore del gas 300

Le proposte dell'Autorità sulle garanzie di accesso alle reti di distribuzione 303

Differenze tra la disciplina della Carta dei servizi e la nuova regolazione della qualità del servizio 320

Gli standard di qualità 322

Sezione 1

LO SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

IL CONTESTO INTERNAZIONALE

IL CONTESTO EUROPEO

IL CONTESTO NAZIONALE

1. IL CONTESTO INTERNAZIONALE

QUADRO ECONOMICO E CONGIUNTURA ENERGETICA INTERNAZIONALE

Il mercato internazionale dell'energia nel 2002

Nel 2002 l'atteso miglioramento del ciclo economico non si è realizzato. Secondo le indicazioni del Fondo monetario internazionale l'attività economica è stata caratterizzata da una fase di scarso dinamismo nelle principali aree a più forte industrializzazione e da una crescita più contenuta rispetto alle tendenze del recente passato dei paesi in rapido sviluppo e delle economie in transizione dell'Europa dell'Est.

Questa scarsa evoluzione ha avuto un impatto sensibile sui mercati mondiali dell'energia dove è andata delineandosi una stabilizzazione della domanda sul livello del 2001 che, a sua volta, aveva registrato una crescita di appena lo 0,3 per cento rispetto all'anno precedente. La domanda del 2002, attestatasi a poco più di 9 miliardi di tep, è stata anche caratterizzata da mutamenti nelle quote delle singole fonti primarie, con un leggero arretramento del peso del gas naturale nella copertura del fabbisogno energetico dell'area OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico) a causa della flessione registrata in Nord America e della scarsa crescita nell'area europea. Questi spostamenti sono stati determinati prevalentemente dall'andamento del settore elettrico e resi più evidenti dalla bassa crescita della domanda.

La richiesta di energia elettrica ha continuato a espandersi nel Nord America e nell'area del Pacifico OCSE, mentre nella maggior parte dei paesi europei si è avuta una battuta di arresto in concomitanza con il forte rallentamento della crescita dell'economia e della produzione industriale. In Nord America il notevole incremento degli apporti dell'energia nucleare, dell'energia idroelettrica e anche delle fonti rinnovabili ha consentito di limitare il ricorso alle fonti fossili, cosa che si è tradotta in un minor ricorso al gas naturale. Nell'area europea, invece, la crescita dell'energia nucleare e delle fonti rinnovabili non è stata in grado di compensare la sensibile riduzione degli apporti idroelettrici, dovuta a sfavorevoli condizioni di idraulicità, mentre l'andamento dei prezzi relativi ha favorito la generazione termoelettrica dal carbone più che dal gas.

Il forte rallentamento dell'attività economica e il permanere di prezzi elevati hanno comportato una stasi della domanda di petrolio dell'area OCSE, destinata in prevalenza al settore dei trasporti, con solo limitati segni di recupero nell'ultimo trimestre dell'anno. Un aumento molto ridotto (0,3 milioni di b/g) si è avuto unicamente nei paesi in via di sviluppo e nell'Est europeo.

L'offerta di greggio è stata caratterizzata da ulteriori sensibili progressi della produzione non OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) che è aumentata su base annua di 0,7 milioni di b/g con, in primo piano, i

paesi euroasiatici e soprattutto la Federazione russa che ha ampiamente oltrepassato il traguardo dei 9 milioni di b/g, collocandosi al primo posto nella graduatoria mondiale, superando anche l'Arabia Saudita.

La produzione OPEC si è mantenuta mediamente sui 25 milioni di b/g rispetto ai 27 dell'anno precedente (28,5 milioni di b/g inclusi i condensati). Ferma restando la preoccupazione di garantire la continuità degli approvvigionamenti, in una fase di crescita poco dinamica della domanda, l'OPEC ha infatti perseguito con tenacia una politica di difesa del prezzo imposta dalle incursioni di paesi produttori concorrenti (tra cui Federazione russa, Norvegia e Messico) e dal ripetuto superamento delle quote da parte di alcuni paesi.

Rispetto a un andamento dei fondamentali economici certamente non caratterizzato da gravi tensioni o strozzature, i fattori di tipo politico hanno avuto, invece, un ruolo di primo piano nel determinare forti oscillazioni nell'andamento del prezzo del petrolio e, nell'ultima parte dell'anno, nel determinare un prezzo medio decisamente superiore agli ultimi anni. Le punte più alte dei prezzi del greggio hanno largamente coinciso con i momenti di maggiore tensione nella controversia sul disarmo dell'Iraq sullo sfondo dell'instabile equilibrio di tutta l'area del Medio Oriente, reagendo più alle anticipazioni che ai fatti. Sulla volatilità delle quotazioni e sugli aumenti ha anche inciso la tendenza alla riduzione degli stoccaggi che si è manifestata nel corso dell'anno. Questi, controllati dall'industria petrolifera nell'area OCSE, ammontavano a 2 651 milioni di barili nel mese di gennaio, mentre in dicembre l'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) indicava un calo ad appena 2 484 milioni di barili. Tale riduzione è stata solo in parte compensata da un aumento delle scorte detenute e/o controllate dai governi OCSE, passate da 1 226 a 1 272 milioni di barili.

Il 2002 era iniziato con quotazioni del greggio ancora favorevoli per i paesi consumatori, intorno ai 20 $/b per il Brent. Tuttavia, già nel mese di marzo, con le crescenti preoccupazioni per gli sviluppi della situazione in Medio Oriente, la quotazione del Brent si è portata su una media mensile di 24 $/b. L'incremento di circa il 20 per cento, denominato "premio di guerra", deve intendersi come il sovrapprezzo che gli operatori erano disposti a pagare subito in considerazione dei prezzi ancora più elevati che avrebbero potuto determinarsi con il futuro conflitto. Già in questo primo trimestre si cominciava a delineare il fenomeno della riduzione delle scorte, anche se limitatamente al Nord America. In tale area, infatti, i giorni di consumo scendevano da 77 a 76 a fronte di un aumento per l'area OCSE nel suo complesso da 80 a 83 giorni.

Nel secondo trimestre, nonostante numerose iniziative sul piano politico, volte ad attenuare le tensioni in Medio Oriente, e la situazione dei fondamentali caratterizzata da condizioni di offerta sostanzialmente adeguata alla domanda, le quotazioni del Brent sono aumentate ulteriormente collocandosi a 25,04 $/b,

come valore medio mensile. In questo trimestre il fenomeno della riduzione delle scorte detenute dall'industria ha interessato anche il Pacifico e l'Europa, dove i giorni di consumo scendevano rispettivamente a 95 e 82 a fronte dei 76 giorni del Nord America.

Nella seconda parte dell'anno, con l'accentuarsi della crisi, il prezzo medio del Brent ha registrato nuovi aumenti con quotazioni medie per il terzo e quarto trimestre rispettivamente di 26,95 e 26,78 $/b. In questi due trimestri l'incertezza degli operatori si è espressa in termini di forti oscillazioni nei prezzi con quotazioni del Brent che, su base giornaliera, si sono avvicinate alla soglia dei 30 $/b per poi superarla. In tale periodo il declino degli stoccaggi ha avuto un effetto ancora più marcato per via del recupero della domanda, accompagnato da una scarsa propensione degli operatori ad acquistare greggio. Ancora una volta il fenomeno si è manifestato con maggiore evidenza nel Nord America, dove alla fine di dicembre i giorni di consumo assicurati dalle scorte dell'industria, oramai ridotte a 1 784 milioni di barili, scendevano a 73 rispetto a un valore per l'Europa di 83 e per il Pacifico di 76 giorni. Ciò spiega anche il forte aumento del differenziale di prezzo tra Brent e WTI, il greggio rappresentativo del mercato americano.

Nel mese di dicembre, in concomitanza con l'intensificarsi dei preparativi per un'azione militare contro l'Iraq, la continuità degli approvvigionamenti petroliferi nordamericani e anche mondiali è stata minacciata dall'inizio di un lungo sciopero da parte dei lavoratori dell'industria petrolifera del Venezuela, che ha comportato una drastica riduzione della produzione di questo paese a meno di 1 milione di b/g rispetto a una produzione normale superiore a 2 milioni di b/g. Pur essendo dirette tradizionalmente verso gli Stati Uniti, le esportazioni di greggio del Venezuela hanno comunque un peso rilevante per l'equilibrio dei mercati internazionali del greggio.

L'interruzione prolungata della produzione venezuelana, in aggiunta a quella irachena, avrebbe potuto costituire una seria minaccia alla regolarità degli approvvigionamenti petroliferi. Infatti, la capacità produttiva inutilizzata a livello mondiale, concentrata per lo più in Arabia Saudita e valutata in circa 2-3 milioni di b/g, non avrebbe potuto compensare, almeno nel brevissimo termine, un deficit produttivo di due paesi come l'Iraq e il Venezuela, con una produzione complessiva di oltre 5 milioni di b/g, senza un ricorso massiccio agli stoccaggi industriali e strategici il cui utilizzo, in caso di crisi, deve essere concordato in ambito AIE secondo procedure codificate. A questo potenziale deficit si aggiungevano anche i primi segnali di crisi nella produzione di greggio nigeriano che, tuttavia, non ha avuto effetti rilevabili che nei primi mesi del 2003.

In realtà il deficit che si è effettivamente manifestato è stato più contenuto di

quanto ipotizzato. A partire dal dicembre 2002 e nei primi due mesi del 2003 solo la produzione venezuelana ha subìto forti riduzioni mentre quella irachena ha ampiamente superato i 2 milioni di b/g. Il deficit di produzione di greggio del Venezuela è stato così coperto con il progressivo aumento della produzione dell'Arabia Saudita, che ha raggiunto 8,6 milioni di b/g nel mese di febbraio, oltre che con aumenti produttivi di altri paesi e con il ricorso alle scorte industriali.

Le crescenti tensioni sui mercati del greggio, manifestatesi nel corso dell'anno, si sono ripercosse anche sulle quotazioni dei prodotti, ma la situazione di questi mercati, caratterizzati da una domanda stagnante specie nei primi tre trimestri dell'anno, non ha sempre consentito di trasferire interamente gli incrementi dei prezzi del greggio sui prezzi dei prodotti.

L'andamento della scala valori sui mercati del Nord Europa e del Mediterraneo non ha mai raggiunto, su base trimestrale, livelli eccezionalmente elevati, salvo alcuni periodi nel corso degli ultimi mesi dell'anno, quando le condizioni climatiche sfavorevoli hanno dato luogo a forti recuperi della domanda di prodotti medi, in concomitanza con la crisi venezuelana e un basso livello delle scorte sia di greggio sia di gasolio. In realtà, il fenomeno sul mercato del Nord America si è manifestato in modo più accentuato per il ruolo del greggio venezuelano su quel mercato e per la più sfavorevole situazione delle scorte, calate negli Stati Uniti dell'8,2 per cento tra dicembre 2001 e dicembre 2002.

Nei primi tre trimestri del 2002 i margini di raffinazione nel Mediterraneo sono rimasti sempre al di sotto dei livelli del 2001, già in notevole ridimensionamento rispetto ai valori particolarmente elevati del 2000, in coerenza questi ultimi con una situazione di adeguatezza della capacità di raffinazione. È solo nell'ultimo trimestre dell'anno che l'aumento della domanda, in concomitanza con l'accresciuta tensione in Medio Oriente, l'inizio dello sciopero in Venezuela e la situazione delle scorte, ha determinato una crescita dei margini di raffinazione sino ai livelli massimi dell'anno pari a 1,5 $/b per il Brent e 2,1 $/b per l'Iranian Heavy, valori comunque inferiori alle medie degli ultimi anni.

Nel corso del 2002, la competizione tra le principali fonti energetiche e, in particolare, tra quelle utilizzate per la produzione termoelettrica, è stata dominata dalle forti oscillazioni dei prezzi dell'olio combustibile, mentre i prezzi delle altre fonti sono stati caratterizzati da un andamento più stabile. Tutto ciò ha assicurato al carbone e al gas naturale notevoli margini di vantaggio rispetto agli oli combustibili a parità di contenuto calorico.

Nel primo trimestre il differenziale tra il prezzo dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo sul mercato del Mediterraneo (pari a 2,57 $/MBtu) e il prezzo del carbone importato in Europa è stato di circa 1,3 $/MBtu, mentre il differenziale tra il prezzo del gas naturale alla frontiera europea e il prezzo del car-

bone è stato di 1,80 $/MBtu.

Nel secondo trimestre il sensibile aumento dei prezzi degli oli combustibili ha determinato un forte rialzo del differenziale tra olio combustibile ad alto tenore di zolfo e carbone (fino a 2,0 $/MBtu), mentre il differenziale tra gas e carbone diminuiva a 1,4 $/MBtu a causa della riduzione, rispetto al trimestre precedente, dei prezzi del gas importato sulla base di contratti a lungo termine, in buona parte indicizzati sulla base dei prezzi del greggio e dei prodotti nei mesi precedenti.

Nei due trimestri successivi il differenziale tra olio combustibile ad alto tenore di zolfo e carbone si è posizionato intorno ai 2 $/MBtu, mentre quello tra gas e carbone si è attestato intorno a 1,5 $/Mbtu, in quanto i prezzi del gas hanno cominciato a risentire dei nuovi aumenti dei prezzi del greggio e dei prodotti derivati.

Le prospettive internazionali per il 2003

Nel corso della maggior parte del primo trimestre del 2003, in un contesto caratterizzato da forti preoccupazioni dal lato dell'offerta per le perduranti difficoltà in Venezuela, per il concreto manifestarsi di segnali di crisi in Nigeria e, soprattutto, per le incognite dell'evoluzione della crisi in Medio Oriente, le quotazioni del Brent sono andate progressivamente aumentando fino a raggiungere livelli prossimi a 40 $/b su base giornaliera. A tale aumento ha contribuito anche il calo delle scorte detenute dall'industria nell'area OCSE, scese a 2 440 milioni di barili a gennaio, contro gli oltre 2 600 dello stesso mese dell'anno precedente, anche in relazione ai forti prelievi alla fine del 2002, causati dalla crisi in Venezuela.

Il ridimensionamento delle quotazioni, che si è manifestato nell'ultima parte di marzo in concomitanza con l'avvio delle operazioni militari in Iraq, è stato meno drastico e comunque meno rapido di quanto verificatosi in occasione della prima Guerra del Golfo, nonostante la stagnazione della domanda e il forte aumento della produzione dell'Arabia Saudita e di altri paesi OPEC, stimata in circa 2 milioni di b/g; ma ha certamente influito la maggiore complessità del quadro geopolitico del conflitto. Nel mese di marzo il prezzo del Brent si è attestato su un valore medio di 30,5 $/b, ma il forte surplus creato nel corso della guerra, e che ha trovato stoccaggio temporaneo anche galleggiante su petroliere parcheggiate fuori costa, resisteva ancora alla fine del mese di aprile e portava a un consistente declino dei prezzi.

Nonostante l'elevato aumento del prezzo del petrolio nel corso del primo trimestre, attestatosi su un valore medio trimestrale di circa 33 $/b, vi è stato un

significativo aumento della domanda rispetto all'equivalente periodo del 2002 (78,2 contro 76,6 milioni di b/g), che deve tuttavia attribuirsi al complesso gioco tra condizioni di prezzo, di sviluppo dell'economia e di livello delle scorte nei due periodi, e che difficilmente può dare adito a previsioni di una crescita più sostenuta nel 2003.

Infatti, le perduranti incertezze sulla evoluzione dell'economia mondiale, con i segnali di rallentamento che già nel primo trimestre prevalevano su quelli dell'atteso recupero, determineranno prevedibilmente anche nel 2003 una crescita molto limitata della domanda mondiale di energia. Non è da sottovalutare a questo riguardo l'effetto deprimente sulle economie asiatiche, e per riflesso su quella mondiale, della polmonite atipica SARS che ha avuto un apprezzabile impatto negativo sul trasporto aereo e sul commercio internazionale con ripercussioni che potrebbero anche aggravare l'andamento dell'economia nella seconda metà dell'anno. Secondo le valutazioni più recenti dell'AIE, la domanda di petrolio continuerà a essere caratterizzata da tendenze riflessive, attestandosi nel 2003 su una media annuale vicina a 78 milioni di b/g, molto simile a quella del 2002. Una fase espansiva difficilmente potrà avvenire prima del 2004 anche se vi potranno essere sensibili differenziazioni a livello geografico. Fino a quando la situazione in Iraq non sarà del tutto chiarita, anche per le possibili ripercussioni sui paesi limitrofi che hanno un ruolo decisivo nell'approvvigionamento petrolifero mondiale, è probabile che il prezzo del greggio conserverà una significativa volatilità. È presumibile che la rapida conclusione del conflitto e i molto limitati danni alle strutture produttive avranno un effetto rilevante nel mantenere le quotazioni del greggio verso livelli in una fascia più ristretta attorno a 24 $/b.

Tuttavia, un calo nel prezzo del greggio nel corso dell'anno difficilmente modificherà le prospettive dell'economia mondiale e la domanda di energia. Per contro, l'evoluzione dei prezzi del petrolio dovrebbe incidere sulla posizione competitiva del carbone e del gas naturale.

I RAPPORTI CON I PAESI PRODUTTORI

La già forte dipendenza energetica dell'Unione europea è destinata ad aumentare in modo sensibile, soprattutto in prospettiva, come evidenziato dal Libro verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico* (adottato dalla Commissione europea il 29 novembre 2000[1]), ma anche in altri documenti della Commissione europea che hanno sottolineato la necessità di una politica energetica adatta a gestire la problematica. La creazione di un mercato concorrenziale dell'energia è un importante presupposto per la sicurezza degli approvvigionamenti, anche se vi sono diversi problemi che contrappongono le politiche di liberalizzazione avviate in ambito europeo alle aspirazioni e alle politiche dei paesi esportatori. La questione emerge con chiarezza nel settore del gas ma, per via della crescente generazione elettrica da gas naturale, tocca evidentemente anche il settore elettrico.

L'OPEC

Con l'approssimarsi della guerra annunciata in Iraq, si sono moltiplicati gli sforzi da parte sia dei paesi consumatori sia dei paesi produttori per evitare scompensi tra domanda e offerta caratterizzati da volatilità eccessiva e aumenti repentini dei prezzi.

Alla fine del mese di settembre 2002 i delegati degli oltre 60 paesi presenti all'ottavo *International Energy Forum* tra produttori e consumatori, svoltosi a Osaka (Giappone), hanno deciso di costituire un tavolo permanente tra produttori e consumatori, che avrà sede a Riyadh (Arabia Saudita). Esso ha il principale obiettivo di coordinare le azioni dell'OPEC e dell'AIE. Tra gli strumenti individuati figura anche una iniziativa, denominata *Data Transparency Project*, diretta a garantire informazioni più tempestive e affidabili sull'industria petrolifera mondiale con il fine ultimo di ridurre la volatilità dei mercati.

L'Unione europea ha partecipato in vario modo e in diversi momenti al dialogo con i paesi OPEC. Per esempio, all'inizio del mese di marzo 2003 il tredicesimo incontro del *Joint Council* europeo con il *Gulf Cooperation Council*, che rappresenta un gruppo di paesi di grande rilievo per l'approvvigionamento energetico europeo, ha ribadito la necessità di accelerare i negoziati per la creazione di un'area di libero scambio nel quadro di una sempre maggiore collaborazione anche sul piano politico. Ma la sua azione si è svolta in prevalenza in sin-

1 Commissione europea, COM(2000) 769 def.

tonia con l'AIE alla quale appartengono la maggior parte dei paesi membri.

Infatti, il dialogo tra l'AIE e l'OPEC condotto, a partire dai primi mesi del 2003 con intensità crescente all'avvicinarsi del conflitto, mediante incontri informali e in genere bilaterali, è stato della massima importanza per la stabilità del mercato petrolifero mondiale. All'inizio di marzo, in occasione di uno di questi incontri, il Ministro del petrolio saudita ha ribadito la volontà di proseguire la politica di contrasto di eccessivi rialzi dei prezzi del greggio e di continuità delle forniture, nel quadro di un miglioramento dei rapporti tra paesi occidentali e l'OPEC.

Nelle ultime settimane precedenti il conflitto, si è creata una atmosfera di collaborazione tra paesi consumatori e paesi esportatori OPEC, grazie a un accordo non scritto in cui l'AIE delegava prioritariamente all'OPEC la soluzione dei problemi sul fronte degli approvvigionamenti nel corso delle ostilità, prima di immettere sul mercato le scorte di emergenza dei paesi membri dell'AIE, diversamente da quanto avvenuto nella Guerra del Golfo nel 1991. Importante per il rafforzamento del dialogo è stata anche la decisione degli Stati Uniti di non fare ricorso alle riserve strategiche durante la crisi venezuelana.

Per l'OPEC il tacito accordo di evitare squilibri sul mercato del petrolio ha significato il temporaneo accantonamento del sistema delle quote e dei tetti produttivi. Nel loro insieme i paesi OPEC hanno aumentato la produzione di circa 2 milioni di b/g oltre ai livelli concordati nell'ambito della loro organizzazione. La maggior parte di questo aumento si deve tuttavia alla produzione saudita, che è rimasta per diverse settimane sul livello di 9,5 milioni di b/g, non più raggiunto dal lontano 1982. Data la brevità del conflitto, l'aumento della produzione OPEC si è tuttavia rivelata eccessiva, dando luogo a un surplus che ha poi influenzato negativamente i prezzi.

Il clima di dialogo instaurato nel corso dei primi mesi del 2003 sarà essenziale anche nella fase di rilancio degli investimenti in Iraq e negli altri paesi esportatori, nonché per la ridistribuzione delle quote produttive all'interno dell'OPEC, quando l'Iraq emergerà definitivamente dal programma *Oil for Food* e tornerà alle sue piene potenzialità produttive. A questo riguardo, va ricordato che l'Iraq già negli anni Settanta aveva raggiunto una produzione di 3,5 milioni di b/g e che le sue potenzialità sul mercato petrolifero mondiale sono state di fatto bloccate nel corso degli anni Ottanta dalla guerra con l'Iran e negli anni Novanta dalle sanzioni imposte a seguito della Guerra del Golfo. Nel 2002 l'Iraq ha superato di poco 2,2 milioni di b/g, rispetto a potenzialità valutate in almeno 7 milioni di b/g.

Gli altri paesi dell'OPEC non nascondono la preoccupazione di dover fare presto posto alla crescente produzione irachena e temono che essa possa essere usata in funzione anti cartello. Un aumento della produzione irachena a livelli

prossimi a quelli sauditi nel giro di qualche anno finirebbe per mettere in causa la posizione dell'Arabia Saudita come arbitro dell'offerta dell'OPEC, portando a un indebolimento di questa organizzazione. Tali preoccupazioni, tuttavia, non tengono conto dell'enorme quantità di capitali necessari per la ricostruzione e l'ammodernamento dell'industria del petrolio irachena, valutata in 20 miliardi di dollari per portare la produzione a 6 milioni di b/g entro 5-10 anni, senza contare il crescente ruolo che l'OPEC dovrà svolgere nel futuro con il progressivo contenimento della produzione non OPEC per soddisfare l'aumento del fabbisogno mondiale. Secondo l'AIE[2], per soddisfare la crescente domanda mondiale di petrolio la produzione OPEC dovrà crescere dall'attuale 27 milioni di b/g (28,7 nel 2000) ad almeno 36 milioni di b/g nel 2010.

Il Forum dei paesi esportatori di gas

Il *Forum of Gas Exporting Countries* (FGEC) è stato creato nel 2001 espressamente per proteggere gli interessi dei paesi esportatori di fronte alla liberalizzazione dei mercati e al mutamento della struttura dell'industria del gas. Esso raccoglie 15 tra i principali paesi produttori: Algeria, Bolivia, Brunei, Egitto, Indonesia, Iran, Libia, Malesia, Nigeria, Norvegia (osservatore), Oman, Qatar, Federazione russa, Turkmenistan e Venezuela. Questi controllano insieme il 65 per cento del commercio mondiale di gas e l'85 per cento del mercato del GNL. Per un confronto, l'OPEC controlla appena il 47 per cento del commercio mondiale del greggio.

Il Forum non ha formalmente le funzioni di un cartello con lo scopo di fissare i prezzi del gas. La costituzione di un cartello di esportatori di gas sul modello dell'OPEC è infatti ostacolata dalla mancanza di un mercato mondiale del gas. Questo, del resto, è il principale motivo per cui sono fino a oggi sempre falliti i tentativi di raggiungere un principio di parità di prezzo tra gas e petrolio in ambito OPEC. Tra i paesi importatori rimane in ogni caso viva la preoccupazione che il FGEC possa trovare modo di trasformarsi in un cartello tradizionale, tale da mettere a repentaglio il processo di liberalizzazione. I paesi esportatori sostengono che il rispetto della normativa europea pone a loro carico, oltre il rischio di prezzo che storicamente avevano accettato di assumere, anche una parte del rischio di volume, che tradizionalmente spettava agli importatori.

A questo riguardo, alla fine degli anni Novanta sono stati fatti diversi tentativi per creare alleanze con le imprese importatrici di gas così da vincere i rischi

2 *World Energy Outlook 2000*, che prevede un fabbisogno di circa 89 milioni di b/g nel 2010.

derivanti dalle nuove normative europee in fase di emanazione. Successivamente le imprese europee hanno scelto strategie per sfruttare al meglio le occasioni offerte dalla liberalizzazione in atto; i governi e le compagnie dei paesi esportatori hanno adottato politiche difensive volte a sostenere i prezzi e a contrastare la loro volatilità. Sembra esservi perfetto accordo tra il FGEC e paesi importatori sulla necessità di trovare meccanismi per ridurre la volatilità dei prezzi.

Il principale contenzioso riguarda le clausole di destinazione inserite nella maggior parte dei contratti di lungo termine per il commercio di gas naturale. Infatti, per via dell'esistenza di mercati regionali anziché globali, il gas venduto a 3 $/MBtu a un compratore europeo nella seconda metà del 2000 avrebbe potuto essere rivenduto a un acquirente americano a 5 $/MBtu. I paesi del FGEC non insistono tanto sul mantenimento della clausola di destinazione, quanto sulla ricerca di altri meccanismi per garantire una stabile condivisione a priori dei profitti tra esportatori e importatori, obiettivo che comunque viola le regole europee sulla concorrenza.

Un altro problema riguarda la clausola di *take or pay* che caratterizza la maggioranza dei contratti di lungo termine. La Federazione russa si è unita all'Algeria per mantenere la clausola, mentre la Norvegia, quale membro dell'area economica europea, è sottoposta alle regole della concorrenza europea.

La Federazione russa e i paesi del Mar Caspio

La Federazione russa è il maggiore fornitore di energia dell'Unione europea. Non sorprende pertanto che nel dialogo in corso da anni tra queste due parti, predominano i temi dell'energia con l'obiettivo di rafforzare la "solidarietà" energetica attraverso: la sicurezza delle reti di trasporto; la protezione degli investimenti; l'identificazione di progetti comuni; accordi di fornitura di lungo termine; accordi di *production sharing* ecc. Il decimo *summit* tra Unione europea e Federazione russa, tenutosi alla fine del 2002 a Bruxelles, ha di nuovo ribadito come punti di maggiore rilievo su cui lavorare: il collegamento dei sistemi di trasporto di idrocarburi europei con le infrastrutture di trasporto russe; la certezza delle regole e del contesto istituzionale; la cooperazione tecnologica; l'efficienza energetica; la sicurezza dei sistemi di trasporto (da sostenere anche con iniziative del programma TACIS, il programma dell'Unione europea che offre assistenza tecnica a 13 paesi dell'Europa dell'Est e dell'Asia Centrale); l'interconnessione delle reti elettriche.

Tra i principali temi della cooperazione tra Unione europea e Federazione russa nel settore dell'energia è la promozione della ratifica della Carta dell'energia, di cui il Protocollo sul transito costituisce una delle voci più importanti. Il pro-

tocollo ha l'intenzione di stabilire un quadro giuridico trasparente e non discriminatorio sui problemi inerenti al transito dell'energia a vantaggio dei produttori, dei consumatori e dei paesi di transito, contribuendo a creare un ambiente più favorevole per gli investimenti internazionali, gli scambi, il transito e l'efficienza nel settore dell'energia. In questo ambito, una delle questioni ancora aperte riguarda i diritti di accesso alle reti e alle tariffe di transito.

Il dialogo con la Federazione russa è centrale alle negoziazioni per il Protocollo sul transito, in quanto la ratifica russa persuaderebbe a firmare anche la maggior parte dei paesi dell'ex URSS che non lo hanno ancora fatto, come pure diversi paesi dell'area dei Balcani e del Nord Africa.

L'Unione europea si era impegnata, con gli Stati che partecipano alla conferenza della Carta dell'energia, a concludere i negoziati entro il 2002. Nella riunione tenutasi nel dicembre 2002 sono stati fatti molti progressi e appare possibile che le negoziazioni verranno completate entro il 2003. Il principale ostacolo sembra essere il diritto di prelazione preteso dalla Federazione russa per l'accesso alle reti in sostituzione di contratti di trasporto in scadenza. Una volta concluse le negoziazioni, l'entrata in vigore del trattato richiede comunque diversi anni; per esempio, il Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati è stato concluso nel 1994, ma il trattato è entrato in vigore solo nell'aprile del 1998.

Sia il dialogo sull'energia sia il processo della Carta dell'energia riflettono il desiderio comune dell'Unione europea e della Federazione russa di migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e l'accesso ai mercati dell'energia su una base di reciprocità dal punto di vista economico e ambientale; oltre che di promuovere e proteggere gli investimenti, di massimizzare l'efficienza nella produzione e nel consumo di energia, minimizzando l'impatto ecologico. Dalla Federazione russa, tuttavia, emergono segnali spesso contrastanti: guardando soprattutto al Protocollo sui transiti è evidente il desiderio di mantenere il controllo delle esportazioni di gas verso l'Unione europea. Inoltre la Federazione russa è, assieme all'Algeria, uno dei maggiori sostenitori della clausola di *take or pay* nei contratti di vendita del gas. In più, al fine di evitare la concorrenza sui mercati europei attraverso i metanodotti turchi, la Federazione russa ha recentemente firmato un contratto pluriennale con il Turkmenistan per l'importazione di 6 miliardi di m^3 all'anno di gas a partire dal 2004, quota destinata a successivi incrementi fino al 2009. Ma il problema riguarda tutti i principali aspetti che toccano la liberalizzazione del costituendo mercato interno dell'energia.

Da una parte il paese ha avviato un radicale riassetto del settore elettrico e sembra sul punto di iniziare l'apertura e la riforma del mercato del gas; dall'altra, non pare intenzionato a modificare sostanzialmente il sistema dei prezzi interni

che, per quanto riguarda il gas, attualmente sussidia i consumi domestici attraverso prezzi più elevati all'esportazione. Da un lato la liberalizzazione del settore petrolifero russo ha favorito la creazione di compagnie petrolifere (Lukoil e Yukosibneft) di capacità non dissimili dalle maggiori mondiali; dall'altro queste non hanno accesso alle reti di Gazprom per la commercializzazione del gas naturale disponibile in notevole quantità nei loro giacimenti, se non a condizioni economicamente insostenibili. La Federazione russa da una parte dichiara l'importanza del Protocollo di Kyoto, non solo per ridurre le emissioni di gas serra, ma anche per aumentare gli investimenti europei nel settore dell'energia al fine di migliorare l'efficienza energetica e i risultati economici; dall'altra continua a rimandare la ratifica che ne permetterebbe l'entrata in vigore.

I paesi del Mediterraneo

L'esigenza di una maggiore collaborazione con i paesi contigui all'area dell'Unione europea è stata ribadita in occasione della Conferenza euromediterranea tenutasi nell'aprile del 2002 a Valencia. In questa occasione si è riaffermata la necessità di dare ulteriore slancio al processo avviato con il vertice di Barcellona del novembre 1995, attraverso l'adozione di un Piano d'azione con la mobilitazione di maggiori risorse della Banca europea degli investimenti e di misure per facilitare il trasferimento delle tecnologie. In campo energetico è stata riconfermata l'importanza di individuare progetti prioritari per lo sviluppo dei collegamenti tra i paesi del Sud del Mediterraneo e i grandi sistemi a rete transeuropei.

È significativo, in questo ambito, l'accordo raggiunto nel corso del 2002 tra i governi greco e turco per l'interconnessione delle reti del gas dei due paesi, finalizzato al trasporto in Europa del gas prodotto nell'area del Caspio, di cui l'Unione europea finanzierà lo studio di fattibilità nell'ambito del programma INNOGATE.

Le iniziative legate al processo di Barcellona, programmate lungo il 2003, si concluderanno con la Conferenza euromediterranea, prevista a Napoli al termine del semestre di presidenza italiana. Esse hanno come principale tema nel campo energetico lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia con specifico riferimento a: la sicurezza degli approvvigionamenti; gli aspetti della regolazione e dell'apertura dei mercati; il finanziamento degli investimenti; la sicurezza dei sistemi di trasporto nel rispetto delle normative ambientali.

Nel processo di avvicinamento euromediterraneo, i paesi produttori giocano un ruolo crescente che in alcuni casi ha già assunto un rilievo molto significativo. Emblematico è il caso dell'Algeria che se da una parte difende i suoi diritti per massimizzare la rendita sulle sue risorse di energia con strumenti che la Com-

missione europea considera contrari al corretto funzionamento del mercato (clausole di destinazione, contratti *take or pay*, indicizzazione dei prezzi), dall'altra si muove per sfruttare al meglio le opportunità offerte dal nascente mercato concorrenziale europeo dell'energia.

Da diversi anni il governo dell'Algeria sta cercando di avviare un processo di privatizzazione e riassetto del settore energetico, in un'ottica di avvicinamento al mercato europeo. Le leggi per la liberalizzazione dei mercati del gas e dell'energia elettrica sono state approvate dal Parlamento. Tuttavia, l'apertura dell'*upstream* algerino è per il momento bloccata a causa dell'opposizione dei sindacati e delle imminenti elezioni presidenziali.

Ciò non ha impedito, negli ultimi anni, un notevole attivismo da parte delle società di Stato dell'energia, Sonatrach e Sonelgaz, nell'avviare numerose iniziative di entrata sul mercato europeo, in particolare:

- la partecipazione di Sonatrach con la società petrolifera spagnola Cepsa al nuovo metanodotto Medgaz per il collegamento della Spagna all'Algeria, di cui è appena stato concluso lo studio di fattibilità;
- l'acquisto da parte di Sonatrach del 30 per cento delle azioni di Cepsa Gas Commercializadora, creata da TotalFinaElf e Cepsa nel 2001 per la commercializzazione del gas in Spagna;
- la partecipazione al consorzio GALSI per la realizzazione del metanodotto di collegamento attraverso la Sardegna, assieme a Edison S.p.A., Enelpower S.p.A., Eos Energia S.p.A. e Wintershall A.G., che riveste un elevato valore strategico anche per la concorrenzialità del mercato europeo;
- la sigla nel dicembre del 2001 di un protocollo d'intesa tra Sonelgaz e il Gestore della rete di trasmissione nazionale, per la realizzazione dello studio di fattibilità di un elettrodotto sottomarino di 1 000 MW per il collegamento tra le due sponde del Mediterraneo;
- la partecipazione di Sonatrach al 30 per cento di una nuova società cui verranno conferiti gli impianti di cogenerazione della Cepsa;
- la costituzione in *joint venture* tra Sonatrach e Sonelgaz della Algeria Energy Company per la vendita di energia elettrica e gas, che ha già avviato alcune iniziative in Spagna, intendendo svilupparle anche in altri paesi dell'Unione europea;
- lo studio assieme a Shell, BP e la National Oil Corporation nigeriana di un gasdotto per il collegamento via tubo della Nigeria con l'Europa per il trasporto del gas, attualmente bruciato a bocca di pozzo per mancanza di un mercato, che avrebbe benefici anche per i paesi di transito, come il Niger.

2. IL CONTESTO EUROPEO

IL SETTORE ENERGETICO NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA

Approvvigionamento e consumi di energia nei paesi membri nel 2002

Nell'area europea la domanda di energia, durante il 2002, è rimasta sugli stessi livelli dell'anno precedente in relazione alla difficile fase economica. Tale stabilità può essere in parte attribuita anche all'aumento dei prezzi dell'energia, nonostante il sensibile apprezzamento della quotazione dell'euro rispetto al dollaro che si è tradotto in contenimento della fattura energetica e della spinta all'aumento dei prezzi dei prodotti, specie nella seconda metà dell'anno. La domanda di petrolio, che continua a essere la più importante fonte di energia, con una quota superiore al 40 per cento sul totale del fabbisogno, è stata caratterizzata da una riduzione dell'1,3 per cento, originata da minori impieghi di tutti i prodotti.

La produzione di greggio ha subìto anch'essa una lieve riduzione, lasciando pressoché inalterato il grado di autosufficienza intorno al 44 per cento con riferimento all'Europa OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico), compresa quindi la Norvegia, ma al 25 per cento per quanto riguarda i soli paesi dell'Unione europea. Rispetto all'approvvigionamento dall'esterno, il 2002 ha visto un ulteriore aumento delle importazioni di greggio e di prodotti dalla Russia e dagli altri paesi eurasiatici, che hanno raggiunto una quota ben superiore a un terzo del totale. Rimane tuttavia confermato, seppure in leggera riduzione, il ruolo fondamentale dei paesi del Medio Oriente, dall'Arabia Saudita a quelli del Golfo, dei paesi dell'Africa che si affacciano sul Mediterraneo (Libia e Algeria), e di quelli dell'Africa occidentale con in primo piano la Nigeria.

In una situazione caratterizzata da scarso dinamismo dell'economia e da condizioni climatiche particolarmente favorevoli, la domanda di gas naturale ha registrato una crescita molto limitata prossima allo 0,2 per cento, anche se in presenza di un ulteriore aumento delle utenze allacciate, soprattutto in Spagna, Portogallo e Grecia.

La produzione di gas ha invece segnato un incremento dell'1,3 per cento per l'Europa nel suo insieme (inclusa la Norvegia) con un miglioramento del grado di autosufficienza che si colloca intorno al 60 per cento riferito all'Europa OCSE, ma a poco più del 50 per cento rispetto ai soli paesi dell'Unione europea. Per quanto riguarda il sistema di approvvigionamento del gas è rimasto confermato il ruolo delle importazioni dalla Russia, in aumento di circa il 4 per cento, e di quelle dal Nord Africa, corrispondenti, rispettivamente, a oltre 100 e 50 miliardi di m^3, un peso assolutamente preminente rispetto alle provenienze da altre aree. Solo la realizzazione di nuove infrastrutture, soprattutto nel

settore degli impianti di ricezione del gas naturale liquefatto, in grado di collegare l'Europa a nuovi centri di produzione, potrà modificare in modo sensibile l'attuale sistema dominato dal trasporto via gasdotto.

Anche la domanda di energia elettrica è stata caratterizzata da un limitatissimo incremento (0,1 per cento) determinato da stazionarietà o flessione degli impieghi nei maggiori paesi, cioè Francia, Germania e Regno Unito.

La concomitante consistente riduzione dell'apporto idroelettrico, determinata da sfavorevoli condizioni di idraulicità, ha provocato un maggiore ricorso al nucleare (0,4 per cento) e alla produzione termoelettrica soprattutto da gas naturale e da carbone, con articolazione diversa in relazione alle particolari situazioni locali.

Le prospettive di una crescita economica limitata per il 2003 avranno un impatto anche sulla domanda di energia, che dovrebbe registrare un aumento molto contenuto trainato prevalentemente dai paesi dove i mercati energetici non hanno ancora raggiunto una fase di maturità. L'ulteriore apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro potrebbe contenere le spinte al rialzo del prezzo del petrolio, che hanno caratterizzato il primo trimestre dell'anno, e facilitare le prospettive di recupero dell'economia, almeno dal punto di vista dei costi dell'energia.

Nell'area dei paesi europei appartenenti all'OCSE la domanda di petrolio dovrebbe rimanere sui livelli dell'anno precedente (15 milioni di b/g), ma con la prospettiva di un limitato aumento della produzione sia nei paesi dell'Unione europea sia in Norvegia che potrebbe raggiungere 6,7 milioni di b/g.

La domanda di gas naturale dovrebbe comunque riprendere a crescere sostenuta dall'estensione della rete di distribuzione nei paesi a minore sviluppo e dalle centrali a ciclo combinato, sia nei mercati maturi sia in quelli in rapida espansione.

Gli indirizzi di politica energetica a livello europeo

La politica energetica comunitaria si sviluppa in relazione a tre fondamentali obiettivi: la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività e la tutela dell'ambiente. Al riguardo, nel corso degli anni Novanta la Commissione europea ha pubblicato diverse analisi, comunicazioni e proposte che definiscono la sua posizione sui vari aspetti della politica energetica e offrono un quadro di riferimento per le azioni strategiche da intraprendere. Inoltre, ha avviato un dibattito con i paesi membri per la definizione di opportuni strumenti per conseguire gli obiettivi in tal modo identificati. Tra le varie azioni e decisioni degli ultimi anni, si ricordano:

- le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE relative alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas;
- il Libro bianco *Per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili* del 1997, che stabilisce obiettivi di sviluppo, entro il 2010, del 12 per cento in termini di incidenza sui consumi di energia primaria, e del 22 per cento per la generazione elettrica;
- l'accordo di *burden sharing* del giugno 1998, che definisce la divisione tra i paesi membri degli oneri di riduzione delle emissioni di gas serra per il raggiungimento di obbiettivi comunitari, definito nel Protocollo di Kyoto;
- la Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, che individua gli obiettivi per i paesi membri entro il 2010;
- il Libro verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico* del 2001, volto a focalizzare le strategie energetiche necessarie a garantire la disponibilità di energia a prezzi accessibili, nel rispetto dell'ambiente e nella prospettiva di uno sviluppo sostenibile nel lungo termine;
- la proposta di Direttiva sulla promozione della cogenerazione diretta ad assicurare un quadro di sviluppo di progetti ad alto rendimento complessivo rispetto alla generazione separata di energia elettrica e calore, oramai in dirittura di approvazione[1];
- la proposta per l'adozione del programma pluriennale di finanziamenti Energia intelligente per l'Europa, che mira a rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, a combattere i cambiamenti climatici e a stimolare la competitività dell'industria energetica europea;
- la proposta di Direttiva concernente misure per rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale;
- la proposta di Direttiva sulla promozione dell'uso di biocarburanti nei trasporti;
- la proposta di Direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia che definisce i requisiti minimi di efficienza e impone la certificazione energetica degli edifici, delle caldaie e dei sistemi di condizionamento, recentemente adottata dal Consiglio europeo in seconda lettura;
- la proposta di Direttiva che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissione di gas serra[2];

1 Commissione europea, COM (2002) 415 definitiva, del 22 luglio 2002.

2 Commissione europea, COM (2001) 581 definitiva, del 23 ottobre 2001.

- la proposta di Direttiva relativa all'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- le proposte di Direttive relative alle norme per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas, per accelerare la liberalizzazione dei mercati.

La determinazione con cui la Commissione europea porta avanti i vari progetti di politica energetica deriva anche dall'incertezza sul futuro ruolo dell'energia nucleare e sull'impatto che la rinuncia definitiva dell'Europa allo sviluppo di questa fonte avrebbe sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulle emissioni di gas serra nel corso del prossimo decennio o due. È anche nell'ottica di una possibile riabilitazione dell'energia nucleare che vanno letti la comunicazione *Verso un approccio comunitario della sicurezza nucleare nell'Unione europea* del novembre 2002[3] e il pacchetto di proposte relative a:

- una Direttiva sulla gestione dei rifiuti radioattivi;
- una Direttiva quadro su norme e meccanismi di controllo comuni in materia di sicurezza nucleare, anche in considerazione del futuro allargamento ai paesi dell'Est europeo;
- il commercio di materie nucleari con la Russia.

Un'altra fonte di preoccupazione per la Commissione europea, tuttora irrisolta, riguarda la compatibilità tra i tre obiettivi sopra delineati, più specificamente:

- l'impatto sulla concorrenza di politiche di promozione di tecnologie basate sull'utilizzo di fonti rinnovabili non ancora commercialmente competitive, in assenza di sussidi e di altre forme di incentivazione;
- la garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti in un mercato che lascia la copertura della domanda al libero arbitrio delle imprese.

Le politiche energetiche nazionali

Gli anni Novanta hanno rappresentato, per il settore energetico dell'Unione europea e della maggior parte dei paesi membri, un periodo di cambiamenti senza precedenti per il governo dell'energia. La natura e l'entità di tali mutamenti può opportunamente valutarsi con riferimento a cinque principali temi: la crescita dei consumi in rapporto allo sviluppo dell'economia, la composizione per fonti dei consumi, la struttura della generazione elettrica, la produzio-

3 Commissione europea, COM (2002) 605 definitiva, del 6 novembre 2002.

ne interna e la dipendenza esterna.

Nei 15 paesi membri il consumo di energia primaria (Tav. 2.2) è aumentato del 10,4 per cento: l'aumento è stato tuttavia molto diverso tra i paesi, con valori massimi superiori al 25 per cento in Grecia, Spagna, Irlanda e Portogallo (50 per cento) e valori minimi prossimi o inferiori a zero nel caso di Svezia e Germania. Quest'ultimo paese ha addirittura realizzato un calo del 4,5 per cento, riconducibile al processo di annessione e ristrutturazione industriale ed energetica dei *länder* orientali. Il consumo di elettricità è aumentato mediamente del 20 per cento, anche in questo caso con una forte variazione tra paesi membri: da valori minimi prossimi a zero in Germania e Svezia e valori massimi del 40 per cento e oltre in Danimarca, Spagna, Portogallo, Grecia e Irlanda (con il 66 per cento).

Come negli anni Ottanta, il fabbisogno di energia è cresciuto a ritmi mediamente meno sostenuti del prodotto interno lordo (PIL), ma ancora meno che nel precedente decennio. In particolare, per l'insieme dei 15 paesi membri tra il 1990 e il 2000 l'intensità energetica primaria del PIL (Tav. 2.1) è calata da 132 a 120 tep/M€. Inoltre, nello stesso periodo è diminuita leggermente anche l'intensità elettrica, da 217 a 214 MWh/M€, fenomeno mai verificatosi in precedenza su un periodo decennale. Tuttavia, l'abbassamento non si è realizzato uniformemente in tutti i paesi membri. L'intensità energetica primaria è infatti cresciuta nei paesi a più basso PIL pro capite (Grecia, Portogallo, Spagna); l'intensità elettrica ha continuato ad aumentare anche in alcuni paesi con PIL pro capite più elevato come Danimarca, Finlandia e Francia, dove questa forma di energia da sola o accoppiata alla generazione di calore svolge un ruolo più importante nel bilancio energetico finale. In ogni caso, appare evidente che il calo nel rapporto energia/PIL deriva, oltre che da miglioramenti nell'efficienza energetica, anche da variazioni nella composizione del PIL verso settori meno intensivi di energia.

Nel periodo 1990-2000, i consumi di energia primaria sono cresciuti di 138 milioni di tep. A questo rialzo ha contribuito principalmente il gas naturale (115 milioni di tep) seguito a distanza dal petrolio (44 milioni di tep) e dall'energia nucleare (38 milioni di tep). Le fonti rinnovabili hanno contribuito nel complesso con 28 milioni di tep, di cui 19 milioni nella forma di biomasse, rifiuti e residui di vario tipo, 5 milioni come energia idroelettrica e meno di 3 milioni come energia eolica e solare. I consumi di carbone sono invece calati di 87 milioni di tep, soprattutto in Germania e Regno Unito, rispettivamente con -48 e -28 milioni di tep. La crescita del petrolio è legata in particolare al settore dei trasporti, tranne che in Spagna dove vi è stato un forte aumento anche nel settore elettrico; in diversi paesi, tra cui Italia, Finlandia e Svezia, il consumo di petrolio è invece diminuito nel corso del decennio. Il notevole incremento del consumo di

TAV. 2.1 **INDICATORI ECONOMICI ED ENERGETICI DEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

	PIL Miliardi di €	PIL pro capite (migliaia €)	Intensità energetica primaria (tep/M€)	Intensità elettrica (MWh/M€)	Emissioni di CO_2 (Mt)	Dipendenza estera (%)
Anno 1990						
Austria	265,4	34,3	94,9	186,1	57,0	68,3
Belgio	320,0	32,1	150,9	208,5	106,2	73,5
Danimarca	204,2	39,7	87,5	161,9	49,7	44,8
Finlandia	167,1	33,5	172,4	388,3	53,4	61,5
Francia	1840,3	32,4	122,9	201,8	364,0	51,8
Germania	2835,9	35,7	125,4	193,5	966,5	46,5
Grecia	138,0	13,6	157,7	257,0	69,0	58,5
Irlanda	66,1	18,8	158,4	215,4	32,2	70,3
Italia	1286,7	22,7	117,8	192,8	396,6	85,0
Lussemburgo	17,5	45,8	204,6	261,3	10,5	99,2
Olanda	466,9	31,2	142,4	173,9	156,5	10,1
Portogallo	123,2	12,4	133,3	230,3	39,9	90,3
Spagna	682,7	17,6	132,7	221,5	211,5	62,5
Svezia	291,6	34,1	159,5	492,7	48,5	35,9
Regno Unito	1300,1	22,6	163,8	252,8	572,3	1,0
Totale UE	**10005,6**	**27,4**	**132,1**	**216,8**	**3133,8**	**46,2**
Anno 2000						
Austria	333,6	41,1	85,7	177,3	62,8	65,4
Belgio	397,2	38,8	149,3	219,9	120,3	76,2
Danimarca	257,4	48,2	75,6	143,5	50,1	-45,6
Finlandia	206,9	40,0	160,0	394,5	54,8	54,7
Francia	2193,1	36,9	117,2	212,5	373,3	50,3
Germania	3355,9	40,9	101,2	170,0	833,0	59,2
Grecia	173,7	16,5	160,1	307,6	87,8	65,2
Irlanda	133,2	35,0	109,8	178,4	41,2	84,1
Italia	1505,1	26,1	113,9	208,7	425,7	87,2
Lussemburgo	30,8	70,2	119,6	199,2	8,0	100,0
Olanda	620,8	39,0	122,1	174,3	177,1	27,8
Portogallo	161,5	16,1	152,3	274,2	59,6	87,2
Spagna	879,5	22,3	141,9	257,4	284,7	75,5
Svezia	347,2	39,2	136,5	433,6	52,0	35,2
Regno Unito	1628,6	27,3	142,9	237,1	531,5	-18,4
Totale UE	**12224,4**	**32,4**	**119,5**	**213,9**	**3161,9**	**47,8**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

TAV. 2.2 **CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

Mtep

	Carbone e torba	Petrolio	Gas naturale	Biomasse e rifiuti	Nucleare	Idro	Geo	Solare ed eolico	Import elettrico	Totale
Anno 1990										
Austria	4,1	10,4	5,2	2,8	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	25,2
Belgio	10,2	18,7	8,2	0,4	11,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	48,3
Danimarca	6,1	8,3	1,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	17,9
Finlandia	5,3	10,3	2,2	4,2	5,0	0,9	0,0	0,0	0,9	28,8
Francia	20,2	87,3	26,0	9,8	81,9	4,6	0,1	0,1	-3,9	226,1
Germania	128,5	126,5	55,0	4,1	39,8	1,5	0,0	0,0	0,1	355,5
Grecia	8,1	12,8	0,1	0,5	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	21,8
Irlanda	3,7	4,9	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	10,5
Italia	14,6	89,3	39,0	1,0	0,0	2,7	2,0	0,0	3,0	151,6
Lussemburgo	1,1	1,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,6
Olanda	8,9	24,7	30,8	0,4	0,9	0,0	0,0	0,0	0,8	66,5
Portogallo	2,8	11,7	0,0	1,2	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	16,4
Spagna	19,4	46,5	5,0	3,4	14,1	2,2	0,0	0,0	0,0	90,6
Svezia	2,9	13,8	0,5	5,5	17,8	6,2	0,0	0,0	-0,2	46,5
Regno Unito	64,0	82,6	47,2	0,6	17,1	0,4	0,0	0,0	1,0	212,9
Totale UE	**299,8**	**549,4**	**223,3**	**34,9**	**187,7**	**22,2**	**2,1**	**0,3**	**2,4**	**1 322,1**
Anno 2000										
Austria	3,6	11,8	6,5	3,1	0,0	3,6	0,0	0,1	-0,1	28,6
Belgio	8,4	23,8	13,4	0,7	12,6	0,0	0,0	0,0	0,4	59,3
Danimarca	4,0	8,7	4,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	19,5
Finlandia	5,0	9,8	3,4	6,7	5,9	1,3	0,0	0,0	1,0	33,1
Francia	15,0	87,2	35,3	11,4	108,2	5,8	0,1	0,1	-6,0	257,1
Germania	80,6	131,6	71,8	8,4	44,2	1,9	0,0	0,9	0,3	339,7
Grecia	9,0	15,6	1,7	1,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	27,8
Irlanda	2,7	8,3	3,4	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	14,6
Italia	12,6	88,2	57,9	2,2	0,0	3,8	2,9	0,1	3,8	171,5
Lussemburgo	0,1	2,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	3,7
Olanda	8,0	28,6	34,7	1,8	1,0	0,0	0,0	0,1	1,6	75,8
Portogallo	3,8	15,6	2,0	2,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,1	24,6
Spagna	20,9	64,9	15,2	4,4	16,2	2,4	0,0	0,4	0,4	124,8
Svezia	2,5	13,4	0,7	8,3	14,9	6,8	0,0	0,4	0,4	47,4
Regno Unito	36,0	83,2	87,5	2,1	22,2	0,4	0,0	0,1	1,2	232,7
Totale UE	**212,3**	**593,0**	**338,7**	**54,1**	**225,2**	**27,4**	**3,1**	**2,9**	**3,6**	**1 460,2**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

gas naturale e delle rinnovabili è avvenuto soprattutto nel settore elettrico.

L'aumento della generazione elettrica tra il 1990 e il 2000 (Tav. 2.3), pari a 431 TWh/anno per l'Unione europea nel suo insieme, è avvenuto principalmente a opera del gas naturale (302 TWh/anno), seguito dall'energia nucleare (144 TWh/anno) e, a distanza, dall'energia idroelettrica (59 TWh/anno). Molto significative, non tanto per il contributo quanto per il fortissimo sviluppo, sono state sia la generazione elettrica da biomasse e da rifiuti (da 14 a 46 TWh/anno) sia la generazione eolica e fotovoltaica (da 1 a 25 TWh/anno). L'aumento complessivo sconta anche il forte calo della generazione elettrica da carbone (-94 TWh/anno) e da petrolio (-33 TWh/anno). Quest'ultimo è stato molto importante nel Regno Unito e in Italia, rispettivamente con -29 e -17 TWh/anno. Esso si è manifestato in quasi tutti i paesi, ma con notevoli eccezioni legate in genere all'insufficiente offerta di gas naturale: in particolare, in Grecia, Irlanda e soprattutto in Spagna, dove la generazione da petrolio è cresciuta di 14 TWh, equivalenti al 6 per cento della generazione totale della penisola iberica nel 2000. La maggior parte della crescita nella generazione elettrica da gas naturale è avvenuta nel Regno Unito, seguito dall'Italia e dalla Spagna; ma quasi tutti i paesi membri hanno evidenziato un forte aumento della generazione elettrica da tale fonte. L'incremento nella generazione idroelettrica è concentrato in Francia, Italia e Austria; mentre i principali paesi interessati dalla crescita della generazione eolica e solare sono Germania, Spagna e Danimarca, con quasi l'80 per cento del rialzo totale (42 per cento nella sola Germania).

Tra il 1990 e il 2000 la produzione di energia primaria (Tav. 2.4) è aumentata dell'8,1 per cento, a fronte di un dimezzamento nella produzione complessiva di carbone (da 205 a 97 milioni di tep), concentrata nel Regno Unito, in Germania e Spagna, dove ha interessato prevalentemente il comparto degli idrocarburi, seguito dall'energia nucleare e dalle rinnovabili. Le produzioni di petrolio e gas naturale nel Regno Unito e in Danimarca hanno contribuito a oltre il 60 per cento dell'aumento complessivo. La generazione nucleare lo ha fatto con il 23 per cento, soprattutto per il forte incremento in Francia; ma una crescita significativa, dovuta essenzialmente al miglioramento dell'utilizzo degli impianti, è avvenuta in tutti i paesi con impianti nucleari, a eccezione della Svezia. L'aumento nel comparto delle rinnovabili (con l'11 per cento del totale) è determinato soprattutto dal crescente utilizzo delle biomasse e dei rifiuti, verificatosi specialmente nei paesi nordici, seguito a distanza dalla generazione idroelettrica (3 per cento). Seppure abbiano contribuito meno del 2 per cento all'aumento complessivo, l'energia solare e soprattutto la generazione eolica hanno avuto uno sviluppo spettacolare che ha visto la produzione decuplicare da poco più di 0,2 a quasi 3 milioni di tep nel corso del decennio. Nello stesso periodo, la dipendenza estera per gli approvvigionamenti di ener-

TAV. 2.3 **GENERAZIONE ELETTRICA LORDA NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

TWh

	Carbone e torba	Petrolio	Gas naturale	Biomasse e rifiuti	Nucleare	Idro	Geo	Solare ed eolico	Totale
Anno 1990									
Austria	7,3	2,2	7,3	1,1	0,0	31,5	0,0	0,0	49,4
Belgio	19,9	1,3	5,4	0,6	42,7	0,3	0,0	0,0	70,2
Danimarca	23,5	1,0	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6	26,0
Finlandia	18,0	1,7	4,7	0,0	19,1	10,9	0,0	0,0	54,4
Francia	35,4	8,8	2,9	1,7	314,3	53,4	0,0	0,4	416,8
Germania	322,0	10,4	40,5	4,9	152,2	17,5	0,0	0,0	547,6
Grecia	25,1	7,8	0,1	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	34,8
Irlanda	8,2	1,4	3,9	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	14,2
Italia	35,8	102,8	39,7	0,2	0,0	31,6	3,2	0,0	213,2
Lussemburgo	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,6
Olanda	27,5	3,1	36,6	0,9	3,5	0,1	0,0	0,1	71,9
Portogallo	9,1	9,4	0,0	0,7	0,0	9,2	0,0	0,0	28,4
Spagna	60,6	8,6	1,5	0,8	54,3	25,4	0,0	0,0	151,2
Svezia	1,8	1,2	0,4	1,9	68,2	72,6	0,0	0,0	146,0
Regno Unito	207,3	34,2	3,5	1,3	65,6	5,1	0,0	0,0	317,0
Totale UE	**802,0**	**193,8**	**147,3**	**14,4**	**719,9**	**260,0**	**3,2**	**1,1**	**2 141,7**
Anno 2000									
Austria	6,7	2,0	7,8	1,7	0,0	42,0	0,0	0,1	60,3
Belgio	16,0	0,8	16,0	1,2	48,1	0,5	0,0	0,0	82,7
Danimarca	16,7	4,4	8,8	1,8	0,0	0,0	0,0	4,5	36,2
Finlandia	13,2	0,6	10,1	8,9	22,5	14,6	0,0	0,1	70,0
Francia	31,1	7,5	11,3	3,2	415,2	67,0	0,0	0,5	535,8
Germania	298,9	4,5	52,7	10,2	169,6	21,5	0,0	9,6	567,1
Grecia	34,4	8,9	5,9	0,2	0,0	3,7	0,0	0,4	53,4
Irlanda	8,6	4,6	9,3	0,1	0,0	0,9	0,0	0,2	23,7
Italia	30,5	85,9	101,4	1,9	0,0	44,3	4,6	1,3	269,9
Lussemburgo	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
Olanda	25,4	3,1	51,6	4,2	3,9	0,2	0,0	1,1	89,6
Portogallo	14,7	8,4	7,2	1,6	0,0	11,3	0,1	0,2	43,4
Spagna	80,7	22,6	20,2	2,9	62,3	28,4	0,0	4,7	221,7
Svezia	2,9	1,8	0,4	3,9	57,3	79,1	0,0	0,4	145,9
Regno Unito	124,1	5,6	146,5	4,5	85,2	5,2	0,0	1,1	372,2
Totale UE	**703,8**	**160,8**	**449,3**	**46,3**	**864,2**	**318,8**	**4,7**	**24,3**	**2 572,3**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

TAV. 2.4 **PRODUZIONE DI ENERGIA PRIMARIA NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

Mtep

	Carbone e torba	Petrolio	Gas naturale	Biomasse e rifiuti	Nucleare	Idro	Geo	Solare ed eolico	Totale
Anno 1990									
Austria	0,6	1,2	1,1	2,8	0,0	2,7	0,0	0,0	8,4
Belgio	1,2	0,0	0,0	0,4	11,1	0,0	0,0	0,0	12,7
Danimarca	0,0	5,9	2,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	9,8
Finlandia	1,2	0,0	0,0	4,2	5,0	0,9	0,0	0,0	11,3
Francia	8,2	3,5	2,5	9,8	81,9	4,6	0,1	0,1	110,7
Germania	121,8	4,7	13,5	4,1	39,8	1,5	0,0	0,0	185,4
Grecia	7,1	0,8	0,1	0,5	0,0	0,2	0,0	0,1	8,8
Irlanda	1,3	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	3,2
Italia	0,3	4,7	14,0	1,0	0,0	2,7	2,0	0,0	24,7
Lussemburgo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olanda	0,0	4,1	54,6	0,4	0,9	0,0	0,0	0,0	60,0
Portogallo	0,1	0,0	0,0	1,2	0,0	0,8	0,0	0,0	2,1
Spagna	11,9	1,2	1,3	3,4	14,1	2,2	0,0	0,0	34,1
Svezia	0,2	0,0	0,0	5,5	17,8	6,2	0,0	0,0	29,7
Regno Unito	53,6	95,2	40,9	0,6	17,1	0,4	0,0	0,0	207,8
Totale UE	**207,5**	**121,3**	**132,7**	**34,9**	**187,7**	**22,2**	**2,1**	**0,3**	**708,7**
Anno 2000									
Austria	0,3	1,0	1,5	3,2	0,0	3,6	0,0	0,1	9,7
Belgio	0,2	0,0	0,0	0,6	12,6	0,0	0,0	0,0	13,4
Danimarca	0,0	18,3	7,4	1,7	0,0	0,0	0,0	0,5	27,9
Finlandia	1,2	0,1	0,0	6,7	5,9	1,3	0,0	0,0	15,2
Francia	2,5	1,8	1,5	11,4	108,2	5,8	0,1	0,1	131,4
Germania	59,2	3,9	15,8	8,4	44,2	1,9	0,0	0,9	134,3
Grecia	8,2	0,3	0,0	1,0	0,0	0,3	0,0	0,1	10,0
Irlanda	1,0	0,0	1,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	2,2
Italia	0,0	4,7	13,6	1,7	0,0	3,8	2,9	0,1	26,8
Lussemburgo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Olanda	0,0	2,4	51,9	1,8	1,0	0,0	0,0	0,1	57,2
Portogallo	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	1,0	0,1	0,0	3,1
Spagna	8,0	0,2	0,1	4,4	16,2	2,4	0,0	0,4	31,7
Svezia	0,2	0,0	0,0	8,3	14,9	6,8	0,0	0,4	30,6
Regno Unito	18,6	131,7	97,6	2,1	22,2	0,4	0,0	0,1	272,7
Totale UE	**99,4**	**164,3**	**190,4**	**53,6**	**225,2**	**27,4**	**3,1**	**2,9**	**766,2**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

TAV. 2.5 **PREVISIONI ECONOMICHE ED ENERGETICHE PER L'UNIONE EUROPEA A 15 PAESI**

Valori a prezzi 2002

	1990	1998	2000	2010	
				AIE 1998	AIE 2002
PIL (miliardi di €)	10006,0	11500,0	12224,0	15425,0	15507,0
Crescita media annua del PIL (%)(A)		1,76	3,10	2,35	2,41
Crescita media annua consumi primari (%)(A)		1,08	0,64	0,79	1,03
Crescita media annua consumi elettrici (%)(A)		1,71	2,58	1,15	1,55
Intensità energetica (tep/M€)	132,1	125,1	119,5	102,3	104,3
Intensità elettrica (MWh/M€)	216,8	216,1	213,9	190,1	196,6
Dipendenza estera (%)	40,6	42,5	43,8	53,6	55,7
Incidenza delle fonti rinnovabili (%)	4,5	5,3	6,0	5,5	7,3
Generazione da fonti rinnovabili (%)	13,0	14,8	15,3	15,1	18,0
Emissioni di CO_2 (Mt)	3134,0	3146,0	3162,0	3509,0	3381,0

(A) Le crescite medie annue si riferiscono rispettivamente ai periodi: 1990-1998; 1998-2000; 2000-2010.

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

gia è aumentata di solo 2 punti percentuali, dal 46 al 48 per cento (Tav. 2.1), grazie alla trasformazione del Regno Unito e della Danimarca da importatori a esportatori, situazione che è tuttavia destinata a durare ancora uno spazio di tempo limitato. Gli altri paesi che hanno ridotto, sia pur di poco, la dipendenza estera (Austria, Finlandia, Francia e Portogallo) lo devono alla maggiore generazione idroelettrica e/o nucleare del 2002. Infatti, escludendo il Regno Unito e la Danimarca, la produzione di idrocarburi è calata in tutti i paesi tranne che in Italia, dove è rimasta costante. L'Olanda, storicamente esportatrice netta, ha aumentato la sua dipendenza estera dal 10 al 28 per cento.

In quasi tutti i paesi dell'Unione europea dalla metà degli anni Novanta la politica energetica è stata dominata dal tema dell'apertura alla concorrenza dei mercati dell'energia elettrica e del gas, identificandosi in buona parte con la scelta e la definizione del nuovo quadro di riferimento per lo sviluppo energetico basato sull'imminente liberalizzazione di questi mercati. Ha, inoltre, influenzato in modo determinante la politica energetica dei paesi membri anche l'adozione degli obiettivi di Kyoto e, in generale, di quelli collegati alla produzione di energia da fonti rinnovabili. I governi hanno dovuto riformulare le politiche di liberalizzazione adeguandole agli scopi di abbattimento delle emissioni di CO_2 e di sviluppo delle fonti rinnovabili.

È significativo, a tale riguardo, il confronto tra le previsioni energetiche for-

TAV. 2.6 **PREVISIONI ENERGETICHE PER L'UNIONE EUROPEA A 15 PAESI**

	Carbone e torba	Petrolio	Gas naturale	Biomasse e rifiuti	Nucleare	Idro	Geo	Solare ed eolico	Import. elettrico	Totale
Produzione (milioni di tep)										
1990	207,5	121,3	132,7	34,9	187,7	22,2	2,1	0,3	-	708,7
1998	113,3	165,6	181,4	45,1	222,6	26,1	2,8	1,8	-	758,7
2000	99,4	164,3	190,4	53,6	225,2	27,4	3,1	2,9	-	766,2
2010										
- previsione 1998	93,6	140,2	189,8	50,1	231,8	27,6	3,6	4,7	-	741,4
- previsione 2002	69,4	147,5	202,7	76,4	220,5	28,4	3,8	8,6	-	757,2
Consumo (milioni di tep)										
1990	299,8	549,4	223,3	34,9	187,7	22,2	2,1	0,3	2,4	1322,1
1998	218,7	605,4	315,3	45,5	222,6	26,1	2,8	1,8	1,1	1439,2
2000	212,3	593,0	338,7	54,1	225,2	27,4	3,1	2,9	3,6	1460,2
2010										
- previsione 1998	206,0	641,7	409,2	50,4	231,8	27,6	3,6	4,7	2,6	1577,6
- previsione 2002	184,0	632,4	457,9	77,5	220,5	28,4	3,8	8,6	4,7	1617,8
Importazioni (milioni di tep)										
1990	92,2	428,1	90,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	613,4
1998	105,3	439,8	133,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	680,5
2000	112,9	428,7	148,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	694,0
2010										
- previsione 1998	112,5	501,5	219,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	836,3
- previsione 2002	114,5	484,9	255,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	860,6
Generazione elettrica (TWh)										
1990	802,0	193,8	147,3	14,4	719,9	260,0	3,2	1,1	-	2141,7
1998	693,5	191,6	366,9	44,3	854,4	304,8	4,4	12,3	-	2472,2
2000	703,8	160,8	449,3	46,3	864,2	318,8	4,7	24,3	-	2572,3
2010										
- previsione 1998	652,0	259,9	664,3	68,1	888,6	321,3	4,1	44,9	-	2903,1
- previsione 2002	621,5	89,1	897,2	130,7	845,8	328,2	6,2	74,8	-	2993,4

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

mulate dai governi nel 1998 e quelle predisposte nel 2002, raccolte dall'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) nel suo rapporto annuale *Energy Policies of AIE Countries* e presentate nelle tavole 2.5 e 2.6 per l'Unione europea. Entrambe le previsioni indicano un calo dell'intensità energetica significativamente più forte che nel precedente decennio, particolarmente per l'energia elettrica. Ma ciò che più attira l'attenzione riguarda l'allineamento delle previsioni con gli obiettivi di Kyoto, avvenuto nel corso di questi quattro anni: un significativo abbassamento nel consumo di carbone e di petrolio e un corrispondente aumento in quello di gas naturale; una leggera diminuzione dell'energia nucleare; un più aggressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, soprattutto dell'energia eolica e solare, che raddoppiano il loro contributo, ma anche delle biomasse (aumento del 50 per cento).

È tuttavia nel comparto della generazione elettrica che i governi hanno introdotto le maggiori modifiche. Sono infatti evidenti un netto calo della generazione a base di petrolio, dovuto soprattutto alle revisioni di Italia e Spagna, un forte potenziamento della generazione a base di gas naturale, un raddoppio nella generazione da biomasse. Nelle previsioni formulate nel 1998, il gas naturale (23 per cento) superava di poco il carbone (22 per cento) e rimaneva sostanzialmente inferiore all'energia nucleare (31 per cento). Nelle ultime previsioni dei governi, comunicate nel 2002, il gas naturale primeggia con il 30 per cento sull'energia nucleare (28 per cento), superando di gran lunga il carbone (21 per cento).

Le previsioni riflettono i programmi concreti che i governi dei paesi membri hanno adottato o si accingono ad avviare. Le politiche energetiche assumono quattro principali direttrici rivolte a:

- la riduzione dei consumi di energia attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica;
- l'incentivazione dell'uso di fonti rinnovabili, soprattutto nella generazione elettrica;
- il riequilibrio del contributo delle diverse fonti fossili in funzione della loro emissione di gas serra;
- la revisione del ruolo dell'energia nucleare.

I primi due temi vengono ripresi in altre parti di questo capitolo. Qui si esaminano le politiche relative all'energia nucleare e al carbone che oggi rappresentano oltre il 60 per cento della generazione elettrica dell'Unione europea nel suo complesso e che, nelle previsioni dei governi, continueranno a coprire ancora il 50 per cento circa nell'orizzonte del 2010.

Generazione elettrica da carbone

La generazione da carbone rappresenta circa il 27 per cento dell'energia elettrica prodotta oggi nell'Unione europea, pur con quote molte superiori in diversi paesi tra cui Grecia (64 per cento), Germania (53 per cento), Danimarca (46 per cento) e Spagna (36 per cento). La sostituzione del carbone, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, è difficile sia per la sua rilevanza nella generazione elettrica, sia per l'occupazione locale che l'industria carbonifera ancora assicura in alcuni paesi dell'Unione europea, sia infine per questioni sollevate in merito alla sicurezza degli approvvigionamenti. Si ricorda a tale riguardo che la Direttiva 96/92/CE permette la promozione e l'uso prioritario delle fonti domestiche fino a un massimo del 15 per cento dell'*input* energetico primario alla generazione elettrica. La stessa Commissione europea, seppure contraria agli aiuti di Stato, ha indicato che i sussidi alla produzione di carbone domestico rappresentano una opzione da prendere in considerazione nel quadro della sicurezza degli approvvigionamenti. Il carbone domestico è, infatti, molto più costoso del carbone di importazione, ma rappresenta ancora oltre il 50 per cento dei consumi di energia primaria per la generazione elettrica nell'Unione europea: il 90 per cento in Grecia, il 75 per cento in Germania e il 55 per cento nel Regno Unito.

Il costo del carbone tedesco è circa 3 volte maggiore di quello del carbone importato; tuttavia, il governo vuole mantenere una significativa quota di impianti di generazione a carbone per questioni di sicurezza e di indipendenza energetica. Il governo tedesco si è adoperato in diversi modi per proteggere l'industria domestica soprattutto nei *länder* orientali dove, per esempio, ha disposto che l'accesso alle reti possa essere rifiutato a transiti di energia elettrica che sostituiscono la generazione da lignite fino a tutto il 2003. Una legge del 1997 ha tuttavia introdotto la progressiva riduzione dei tetti ai sussidi al carbone nel periodo 1998-2005, cosa che dovrebbe portare a un abbassamento di circa un terzo della produzione domestica entro il 2005. In Spagna, il governo ha deciso di ridurre i sussidi al carbone del 4 per cento all'anno fino al 2005, ma allo stesso tempo ha introdotto un premio ai generatori elettrici per l'utilizzo del carbone nazionale. In Grecia, nuovi impianti a base di lignite sono previsti nonostante il sostegno del governo per lo sviluppo del gas naturale. Nel Regno Unito il governo, che ha sospeso gli aiuti all'industria nazionale fin dai primi anni Ottanta, nel 1998 ha imposto un blocco per due anni all'installazione di impianti a ciclo combinato a favore di impianti a carbone e nel 1999 ha reintrodotto i sussidi alla produzione a carbone per altri due anni. In Francia invece, dove il carbone svolge un ruolo minoritario, il governo intende terminare i sussidi e chiudere l'industria carbonifera entro il 2005.

Generazione nucleare

I programmi nucleari dei paesi membri non influenzeranno significativamente il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, ma possono avere effetti drastici sulle emissioni di gas serra nel periodo 2010-2020 e oltre. Di fronte a questa sfida i paesi che hanno sviluppato l'energia nucleare reagiscono in modo spesso contraddittorio. La Germania ha decretato un programma di chiusura delle centrali che dovrebbe portare alla totale eliminazione del nucleare entro il 2025, ma le opzioni di copertura dei fabbisogni nel periodo successivo sono al centro del dibattito politico. In Svezia un decreto governativo del 1997 annullava la scadenza del 2010 per la chiusura degli impianti nucleari fissata nel referendum del 1980, inoltre la chiusura del secondo reattore è stata rimandata due volte nel 2000 e nel 2001. In Spagna, seppure è in corso una moratoria, l'opzione nucleare non è mai stata abolita. In Olanda il governo, insediatosi nell'estate del 2002, ha revocato la decisione di chiudere l'unica centrale nucleare entro il 2004, lasciandola in attività per tutta la sua vita economica. Il programma del governo belga prevede la chiusura degli impianti nucleari a partire dal 2014, ma diverse commissioni hanno suggerito di mantenere aperta l'opzione nucleare.

Nel 2001 il governo del Regno Unito ha rivisto le strategie energetiche del paese raccomandando che il contributo dell'energia nucleare non scenda sotto il 20 per cento della generazione totale; tuttavia, la recente *Energy White Paper* indica che l'energia nucleare non verrà in nessun modo sostenuta e non contribuirà a raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas serra. In Francia è in corso un ripensamento sul futuro del nucleare in vista del differenziale dei costi decrescente rispetto alle alternative, per via dei sempre più alti oneri di smantellamento e di sicurezza, influenzati anche dal problema del terrorismo internazionale. Il dibattito avviato dal governo sul futuro dell'energia, e che dovrebbe sfociare in una legge di orientamento, è centrato sulle conseguenze che l'abbandono del nucleare avrebbe sulla competitività economica della Francia, nel caso non venisse assicurata una fonte alternativa, e considerando che le prime centrali dovranno essere chiuse verso il 2020. Solo la Finlandia ha chiarito il futuro del nucleare in modo inequivocabile, prendendo misure decisive per un deposito permanente di rifiuti nucleari e approvando la costruzione di un nuovo impianto: il primo ordinato nell'Unione europea dagli anni Ottanta, il primo che nasce in un mercato concorrenziale.

Le previsioni dei governi evidenziano più di tutto le difficoltà dei paesi membri a raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili e, in ultima analisi, quelli di Kyoto. Come si vede dalla tavola 2.7, nonostante gli sforzi adottati per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, nel 2010 queste contribuiranno a poco più del 7 per cento del fabbisogno primario totale, a fronte di un obiettivo del 12 per cento. Analogamente, nelle attuali previsioni dei governi, le

TAV. 2.7 **INCIDENZA DELLE FONTI RINNOVABILI NELLE PREVISIONI DEI GOVERNI DEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

Valori percentuali

	1990	1998	2000	2010		
				AIE 1998	AIE 2002	Obiettivo UE
Energia primaria						
Austria	21,8	22,6	23,8	25,5	25,5	n.d.
Belgio	0,8	1,0	1,2	1,0	1,0	n.d.
Danimarca	6,4	8,6	11,3	15,9	14,3	n.d.
Finlandia	17,7	22,2	24,2	19,6	27,5	n.d.
Francia	6,5	6,6	6,8	3,9	5,8	n.d.
Germania	1,6	1,8	3,3	2,1	3,5	n.d.
Grecia	3,2	5,3	5,3	2,7	4,9	n.d.
Irlanda	0,6	1,9	1,8	2,4	3,8	n.d.
Italia	3,8	4,8	5,2	5,2	8,1	n.d.
Lussemburgo	1,1	1,5	1,4	0,9	1,3	n.d.
Olanda	0,6	1,6	2,5	3,0	3,5	n.d.
Portogallo	11,9	10,6	12,7	9,8	15,6	n.d.
Spagna	6,2	5,9	5,8	12,4	10,0	n.d.
Svezia	25,2	28,9	32,7	26,5	28,4	n.d.
Regno Unito	0,5	1,1	1,1	0,7	4,4	n.d.
Totale UE	**4,5**	**5,3**	**6,0**	**5,5**	**7,3**	**12,0**
Generazione elettrica						
Austria	66,0	69,7	72,6	74,1	74,1	78,1
Belgio	1,3	1,8	2,1	3,9	3,9	6,0
Danimarca	3,2	10,6	17,5	29,8	27,0	29,0
Finlandia	20,0	35,4	33,7	23,0	33,3	35,0
Francia	13,3	12,8	13,2	11,2	12,3	21,0
Germania	4,1	5,5	7,3	7,2	9,2	12,5
Grecia	5,1	8,5	8,0	7,9	9,4	20,1
Irlanda	4,9	5,6	5,0	7,9	12,8	13,2
Italia	16,4	18,9	19,3	17,6	23,0	25,0
Lussemburgo	16,6	44,8	46,8	8,1	5,1	5,7
Olanda	1,6	5,1	6,1	4,6	10,3	12,0
Portogallo	34,7	36,3	30,3	26,4	36,6	45,6
Spagna	17,3	19,5	16,2	29,6	24,5	29,4
Svezia	51,0	49,2	57,2	47,7	49,0	60,0
Regno Unito	2,0	3,7	2,9	2,1	10,5	10,0
Totale UE	**13,0**	**14,8**	**15,3**	**15,1**	**18,0**	**22,1**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

TAV. 2.8 **IL RAGGIUNGIMENTO DEI LIMITI DI KYOTO NELLE PREVISIONI DEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

Emissioni di CO_2 da attività energetiche in milioni di tonnellate

	1990	1998	2000	2010		Obiettivo
				AIE 1998	AIE 2002	2008-2012
Austria	57,0	61,0	62,8	66,0	64,8	56,9
Belgio	106,2	122,5	120,3	121,2	114,4	98,2
Danimarca	49,7	57,7	50,1	44,8	59,2	39,3
Finlandia	53,4	59,7	54,8	70,3	49,7	53,4
Francia	364,0	371,7	373,3	406,6	461,9	364,0
Germania	966,5	857,7	833,0	894,6	838,5	763,5
Grecia	69,0	80,9	87,8	135,0	118,2	86,3
Irlanda	32,2	38,4	41,2	45,2	44,2	36,4
Italia	396,6	420,1	425,7	484,8	428,9	370,8
Lussemburgo	10,5	7,2	8,0	7,8	8,2	7,6
Olanda	156,5	170,9	177,1	196,1	176,3	147,1
Portogallo	39,9	54,6	59,6	66,4	60,1	50,7
Spagna	211,5	254,0	284,7	289,3	323,9	243,2
Svezia	48,5	49,6	52,0	61,6	51,1	50,4
Regno Unito	572,3	540,4	531,5	619,5	581,8	500,8
Totale UE	**3 133,8**	**3 146,4**	**3 161,9**	**3 509,2**	**3 381,2**	**2 868,6**

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

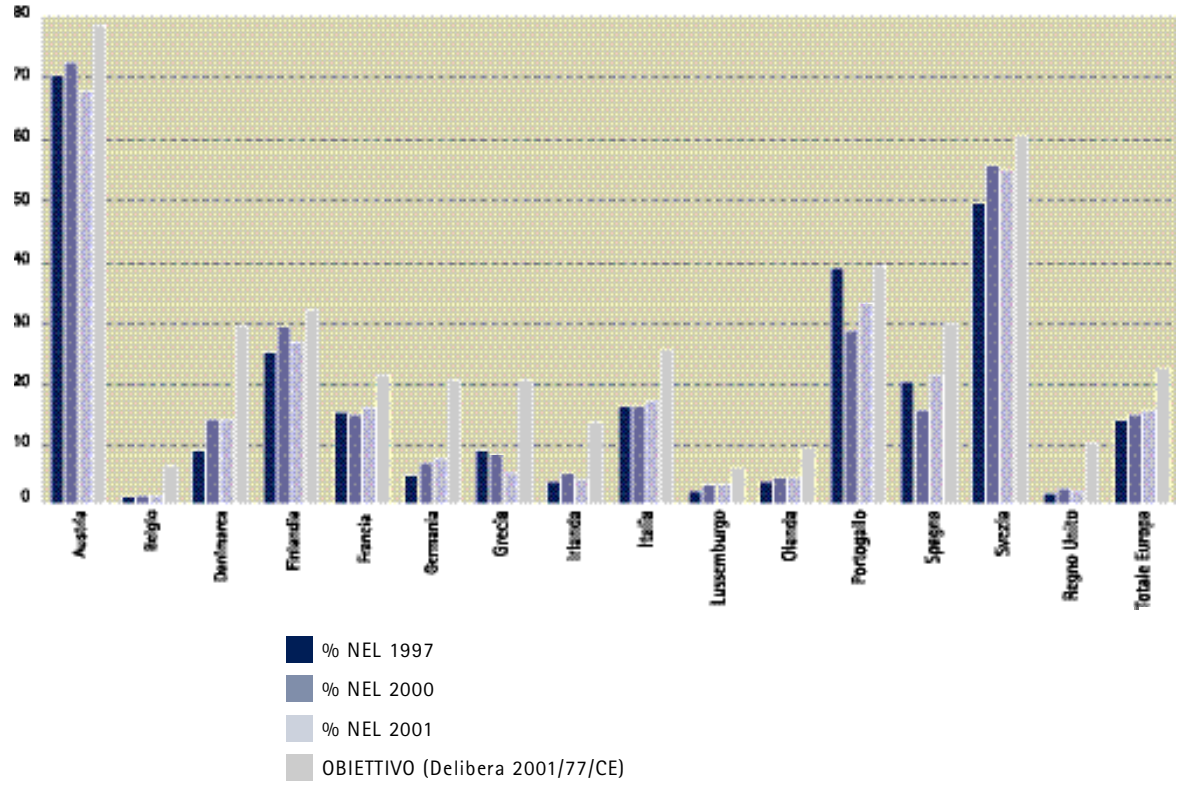
fonti rinnovabili contribuiscono nel complesso per il 18 per cento alla generazione elettrica totale. In entrambi i casi è tuttavia significativo il loro forte incremento dalle previsioni del 1998 e quelle del 2002. Ancora maggiore appare la divergenza tra le ipotesi dei governi relative alle emissioni di CO_2 originate dagli usi energetici rispetto agli obiettivi, almeno per la maggior parte dei paesi. In questo caso, evidentemente, le previsioni non scontano gli effetti dei meccanismi alternativi (*Joint Implementation* e *Clean Development*) che possono, entro certi limiti, sostituire il contenimento interno delle emissioni, ma danno una idea delle dimensioni che tali meccanismi dovranno assumere per avere l'effetto richiesto.

L'incentivazione delle fonti rinnovabili nei paesi membri

La Direttiva 2001/77/CE sulla promozione di energia prodotta da fonti rinnovabili nei mercati interni dei paesi membri istituisce obiettivi indicativi di sviluppo delle energie alternative differenti da paese a paese, misurati come per-

FIG. 2.1 **CONTRIBUTO DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE SUL CONSUMO INTERNO LORDO DEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione su dati AIE Statistics 1997-2002.

centuale sul consumo interno lordo di energia elettrica di un paese.

A distanza di più di un anno dall'approvazione della Direttiva e a un lustro dal 1997, periodo di riferimento sul quale valutare gli incrementi di produzione delle energie alternative, la normativa di supporto adottata dagli Stati membri sembra avere contribuito a un incremento della quota di generazione delle fonti rinnovabili anche se a un livello non ancora sufficiente al soddisfacimento degli obbiettivi.

Dal 1997 al 2001 la generazione rinnovabile è infatti aumentata al 20 per cento circa, mentre la domanda elettrica è cresciuta di quasi il 12 per cento; questo ha determinato un incremento dell'energia verde, quale percentuale sul consumo interno lordo, dell'1,7 per cento, a fronte del 2-2,5 per cento richiesto dall'obbiettivo della Direttiva.

La figura 2.1 riporta la percentuale della produzione di energia rinnovabile nei vari paesi membri dell'Unione europea: nell'anno base, negli anni 2000 e 2001, e l'obbiettivo indicativo. Pur trattandosi dell'andamento di un settore forte-

mente condizionato dalla produzione di energia idroelettrica, che costituisce oltre l'80 per cento della generazione rinnovabile dell'Unione europea, è possibile, in alcuni casi, identificare tendenze di fondo per i diversi paesi europei.
I paesi maggiormente in linea con le prescrizioni della Direttiva, per esempio, Danimarca e Germania, vedono una crescita contenuta dei consumi interni di energia, combinata con un notevole sviluppo dell'energia eolica; altre nazioni, quali Spagna e Irlanda, pur sperimentando forti aumenti della domanda di energia elettrica riescono a incrementare o comunque mantenere la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili al livello del 1997, grazie, nuovamente, all'energia eolica; Grecia e Portogallo, al contrario, vedono diminuire il contributo delle energie rinnovabili, dato che la generazione da tale fonte non è riuscita a tenere il passo con gli aumenti dei consumi elettrici. Per altri paesi ancora, Finlandia, Svezia e Francia in particolare, la variabilità della produzione idroelettrica non permette di individuare a oggi un trend significativo (per l'Italia vedi il Capitolo 3).

Meccanismi di incentivazione

Le politiche di supporto alle energie rinnovabili non sono state oggetto di un processo di armonizzazione tra gli Stati membri dell'Unione europea; i meccanismi di incentivazione rimangono infatti fortemente differenziati da paese a paese, sia nel valore dell'incentivo riconosciuto agli impianti, sia nella durata, sia nel meccanismo prescelto di erogazione.
È tuttavia possibile individuare un blocco di paesi che ha optato per l'introduzione del meccanismo dei certificati verdi e un gruppo di nazioni che invece basa lo sviluppo delle energie rinnovabili su un sistema di incentivi "in conto energia".
Nei paesi in cui si è scelto quest'ultimo sistema, i produttori di energia rinnovabile vengono remunerati sulla base di incentivi fissi, spesso differenziati per tecnologia, e solitamente comprendenti una voce per il ritiro dell'energia e una per la corresponsione dell'incentivo. Al contrario, i paesi che hanno optato per il meccanismo dei certificati verdi prevedono che la remunerazione degli impianti rinnovabili oltre alla cessione dell'energia elettrica sia composta anche dalla vendita del certificato verde, che viene rilasciato in base all'energia rinnovabile generata nell'anno e il cui valore è determinato da un mercato sorretto da una domanda obbligatoria di certificati verdi.
Negli ultimi anni quasi tutti i paesi dell'Unione europea hanno o rivisto i precedenti o elaborato nuovi sistemi di incentivazione delle energie rinnovabili.
In particolare, dal 2002 il Regno Unito, l'Italia e il Belgio hanno introdotto un sistema di certificati verdi, pur con caratteristiche molto differenti tra loro; nel 2003 anche la Svezia e la Danimarca hanno adottato un meccanismo di merca-

TAV. 2.9 **MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA**

PAESE	MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE PREVALENTE
Austria	Contributo "in conto energia", dal 2003 esteso anche all'idroelettrico precedentemente incentivato con certificato verde
Belgio	Certificati verdi con quote d'obbligo, *target* e sanzioni definitI dalle Autorità regionali, l'obbligo ricade sui distributori di energia elettrica
Danimarca	Tradizionalmente "in conto energia", dopo un periodo transitorio dal 2003 dovrebbe introdurre un sistema di certificati verdi
Finlandia	Incentivi "in conto capitale" e incentivi fiscali
Francia	Recente introduzione di un meccanismo di contributo "in conto energia"
Germania	Contributo "in conto energia", decrescente nel tempo e variabile a seconda della producibilità del sito
Grecia	Contributo "in conto energia" combinato a incentivi "in conto capitale"
Irlanda	Contributo "in conto energia" rilasciato dopo una procedura d'asta al ribasso per ottenere la concessione
Italia	Tradizionalmente "in conto energia", dal 2002 cessione separata di energia e certificato verde, obbligo sui produttori e importatori
Lussemburgo	Contributo "in conto energia" combinato a incentivi "in conto capitale"
Olanda	Incentivi fiscali, "in conto capitale" e meccanismi volontari, nel 2003 sembra possa essere introdotto un sistema di contributi "in conto energia"
Portogallo	Contributo "in conto energia" combinato a incentivi "in conto capitale"
Spagna	Contributo "in conto capitale" con *target* regionali
Svezia	Certificati Verdi dal 2003
Regno Unito	Tradizionalmente contributo "in conto energia", dal 2002 inaugurato il meccanismo di certificati verdi, l'obbligo al 2010 corrisponde al *target* della Direttiva, obbligo sui distributori

to; al contrario l'Austria nel 2003 ha sospeso lo schema di certificati verdi predisposto per gli impianti idroelettrici di piccola taglia per tornare a un incentivo "in conto energia".

L'incentivazione "in conto energia" rimane predominante nei paesi dell'Unione europea, anche se i sistemi di erogazione sono fortemente differenti tra loro, sia nella tariffa riconosciuta agli impianti rinnovabili, sia nel periodo di erogazione dell'incentivo, sia nell'ammissione degli impianti agli incentivi. In molti casi, a integrazione del meccanismo di incentivazione nazionale prescelto, sono introdotte ulteriori facilitazioni attraverso sussidi "in conto capitale" o agevolazioni fiscali, come, per esempio, nel Regno Unito e in Olanda dove le energie alternative beneficiano dell'esenzione dalla *carbon tax* applicata sui consumi finali di energia elettrica. Molti degli Stati che hanno optato per l'incentiva-

zione "in conto energia" hanno introdotto misure correttive del meccanismo al fine di abbassare i costi del sistema; per esempio, in Irlanda si è proposta l'aggiudicazione degli incentivi in base a procedure d'asta al ribasso e in Germania si è stabilito che i prezzi d'incentivazione siano decrescenti nel tempo e differenti a seconda della producibilità attesa del sito.

Anche nei meccanismi di certificati verdi vengono introdotte correzioni al funzionamento del mercato: in qualche caso sono stabiliti prezzi massimi e minimi di cessione del certificato o, come nel caso inglese, il sistema sanzionatorio impedisce di identificare il prezzo del certificato verde nel prezzo della sanzione.

Nella tavola 2.9 sono elencati in maniera schematica i meccanismi in vigore nei diversi paesi dell'Unione europea.

I PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Le statistiche Eurostat consentono di valutare il livello dei prezzi italiani 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.

Altri importanti elementi che si riflettono nei prezzi e nella loro comparazione derivano dalla struttura del parco di generazione, da possibili vantaggi geologici (nel caso del gas), oltre che dal grado di concorrenza presente nei mercati. Nel caso dell'elettricità, la struttura del parco di generazione di ciascun paese, in termini sia di dipendenza dalle diverse fonti, sia di efficienza, può dare origine a un vantaggio concorrenziale non trascurabile. L'ampia produzione di origine nucleare, per esempio, costituisce una facilitazione per i prezzi francesi, così come l'elevata quota di energia prodotta da impianti idroelettrici, caratteristica dei paesi nordici, può consentire di mantenere prezzi più bassi in periodi di rincaro del costo dei combustibili petroliferi. Ciò può accadere anche nel caso del gas, quando la presenza di ampie riserve nazionali – come nel Regno Unito e in Olanda – diminuisce il grado di dipendenza dall'estero.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kilowattora, convertendo quelli 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 colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Diversamente dalla *Relazione Annuale* dello sorso anno, le tavole presentano i dati con la stessa metodologia impiegata dall'Eurostat.

I prezzi dell'energia elettrica

I prezzi per le utenze domestiche

I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 2.10) sono relativi a 4 tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1 200 kWh, 3 500 kWh e 7 500 kWh. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1 200 kWh annui, sostengono prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori, pari 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).

Ciò accade perché in Italia, a differenza che in tutti gli altri paesi europei, è presente 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. La riforma tariffaria introdotta dall'Autorità a partire dal 2000 sta lentamente riequilibrando l'onere complessivo, anche attraverso un graduale ripristino delle responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario esistente, oggi negativo, tra prezzo pagato e costi generati nel caso delle utenze domestiche agevolate.

In termini dinamici (Tav. 2.11) il costo dell'elettricità per le famiglie italiane ha registrato un andamento migliore rispetto a quello della media europea. Tra luglio 2001 e luglio 2002, infatti, i prezzi italiani al netto delle imposte sono rimasti sostanzialmente invariati per le utenze molto piccole (600 e 1 200 kWh) e hanno evidenziato un sostanzioso calo per le famiglie con consumi più elevati (-3 e -3,2 per cento rispettivamente per le tipologie con consumo annuo pari a 3 500 e 7 500 kWh). I corrispondenti valori per la media europea vedono una crescita superiore a mezzo punto percentuale per le utenze molto piccole e una riduzione inferiore ai due punti percentuali per le utenze di più grandi dimensioni.

TAV. 2.10 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 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 I IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	12,7	8,5	13,2	8,9	11,6	7,7	12,9	8,7
Belgio	18,0	14,8	16,8	13,7	13,6	11,1	13,1	10,7
Danimarca	32,4	16,9	25,9	11,8	21,8	8,4	20,5	7,4
Finlandia	17,0	13,3	12,1	9,3	9,4	7,0	8,0	5,8
Francia(A)	16,3	12,9	14,3	11,3	11,7	9,2	11,3	8,9
Germania(A)	25,2	19,9	20,3	15,7	16,6	12,5	15,1	11,3
Grecia	7,9	7,3	7,4	6,8	6,3	5,8	7,1	6,6
Irlanda	18,6	16,5	14,7	13,0	9,9	8,8	9,4	8,3
Italia(B)	**9,6**	**7,4**	**9,9**	**7,7**	**19,5**	**14,2**	**19,0**	**13,7**
Lussemburgo	23,0	21,0	17,3	15,6	13,0	11,5	11,9	10,5
Norvegia	40,8	31,7	23,8	17,9	12,6	8,9	9,5	6,4
Olanda	19,4	17,8	17,7	12,6	17,3	9,8	17,0	8,9
Portogallo	13,3	12,5	15,1	14,3	12,9	12,2	11,4	10,9
Regno Unito	18,7	17,9	14,9	14,2	10,2	9,7	9,4	8,9
Spagna	13,4	11,0	13,4	11,0	10,5	8,6	9,6	7,9
Svezia	24,4	17,5	16,4	11,1	11,2	6,9	10,4	6,3
Media europea ponderata(C)	**19,5**	**15,8**	**15,9**	**12,6**	**13,3**	**10,1**	**12,4**	**9,4**
Italia: scostamento(D)	*-51,1*	*-53,1*	*-37,6*	*-38,5*	*47,4*	*39,8*	*53,7*	*46,4*

(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.

Le variazioni indicate nel caso italiano sono dovute a due elementi che all'interno della tariffa si sono controbilanciati: la riduzione della componente a copertura del costo dei combustibili, resa possibile dal favorevole andamento delle quotazioni internazionali sino al secondo trimestre 2002, e l'aumento delle quote fisse (sia quella in centesimi di euro per punto di prelievo, sia quella in centesimi di euro per kilowatt di potenza impegnata). L'aumento delle quote fisse tende naturalmente a incidere in misura maggiore sulle famiglie che consumano poco, le quali sono anche quelle che – per la stessa ragione – beneficiano in misura minore della riduzione del costo dei combustibili. Al lordo

TAV. 2.11 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2002-luglio 2001

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	-21,1	-27,9	-14,7	-21,1	-12,2	-18,2	-2,8	-8,6
Belgio	-0,1	-0,1	-5,6	-5,7	-6,1	-6,2	-4,4	-4,4
Danimarca	5,2	6,7	4,3	5,8	3,0	3,5	2,9	3,4
Finlandia	5,4	5,7	4,6	5,0	4,9	5,3	4,7	5,2
Francia(A)	1,1	1,1	0,4	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Germania(A)	8,6	8,2	6,4	5,7	3,1	1,8	2,5	1,0
Grecia	0,3	0,1	0,0	-0,7	-0,1	-0,6	-0,6	-0,2
Irlanda	20,1	20,0	14,5	14,4	11,2	11,1	9,0	9,0
Italia(B)	**5,0**	**0,3**	**4,8**	**0,2**	**-0,3**	**-3,0**	**-0,4**	**-3,2**
Lussemburgo	2,1	1,1	2,3	1,3	2,8	1,2	3,0	1,0
Norvegia	7,3	8,1	4,6	6,0	-0,6	1,0	-3,9	-2,5
Olanda	16,8	11,9	4,1	12,6	8,8	10,7	7,1	9,3
Portogallo	2,9	3,0	2,3	2,3	1,9	1,9	2,1	2,2
Regno Unito	-5,6	-5,6	-4,6	-4,6	-7,0	-7,1	-6,3	-6,3
Spagna	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
Svezia	1,6	0,7	2,0	0,7	2,7	0,7	1,7	-0,7
Media europea ponderata(C)	**2,9**	**2,1**	**1,5**	**1,1**	**0,1**	**-1,0**	**0,1**	**-1,1**

(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 su dati Eurostat.

delle imposte le riduzioni di prezzo si attenuano sensibilmente e le stabilità si trasformano in aumenti a causa del rialzo, intervenuto tra luglio 2001 e luglio 2002, degli oneri di sistema (ovvero delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6 e UC4).

I 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 7 tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui (Tav. 2.12).

Per le imprese italiane i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media europea, con scostamenti che tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Tuttavia, il divario è massimo in corrispondenza di una tipologia di consumo intermedio.

Considerando i prezzi al lordo delle imposte, la distanza tra prezzo italiano e media europea raggiunge un massimo, pari quasi al 56 per cento, in corrispondenza del cliente tipo che consuma 10 GWh annui; misurato sui prezzi al netto delle imposte lo scostamento risulta inferiore, pari al 46 per cento, e raggiunge il punto massimo per la tipologia corrispondente a 24 GWh annui.

Più in generale, il divario dei prezzi italiani al netto delle imposte con i valori medi europei è maggiormente contenuto per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevato per i grandi consumatori, soprattutto come conseguenza della minore incidenza fiscale.

A eccezione della tipologia di utenza industriale più piccola (50 000 kWh) e di quelle più grandi (50 GWh e 70 GWh), i prezzi industriali al netto delle imposte registrano andamenti in dinamica simili alla media europea (Tav. 2.13).

Come nel caso dei prezzi domestici, anche per quelli industriali l'incremento degli oneri di sistema tende tuttavia a più che controbilanciare le riduzioni registrate nelle componenti del prezzo industriale; perciò le variazioni dei prezzi misurate al netto delle imposte risultano sempre inferiori a quelle calcolate al lordo.

Un commento a parte merita la tipologia di cliente con consumo annuo di 50 000 kWh, per la quale nel luglio 2002 il prezzo, sia al netto, sia al lordo delle imposte, risulta sensibilmente più elevato rispetto a un anno prima. Ciò accade perché a partire dal 2002 alle tariffe industriali non è più applicata la componente di gradualità (costituita da un valore fortemente negativo per questa e per altre tipologie di clienti).

TAV. 2.12 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 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	13,8	9,7	12,7	8,7	-	-	-	-
Belgio	15,9	13,0	13,7	11,2	9,2	7,6	8,4	7,0
Danimarca	11,2	6,7	10,9	6,4	10,4	6,0	-	-
Finlandia	7,4	5,7	7,0	5,3	5,5	4,0	5,4	4,0
Francia(A)	10,4	8,6	9,6	7,9	6,5	5,6	6,5	5,6
Germania(A)	15,3	12,9	12,5	10,4	8,1	6,6	7,5	6,1
Grecia	9,4	8,7	8,6	8,0	6,4	5,9	6,4	5,9
Irlanda	14,3	12,7	12,6	11,2	9,4	8,4	8,4	7,4
Italia(B)	**14,0**	**10,1**	**12,8**	**9,1**	**11,6**	**8,0**	**11,0**	**8,1**
Lussemburgo	13,7	12,2	10,7	9,4	7,5	6,5	4,9	4,4
Norvegia	7,3	5,9	7,9	6,4	5,1	4,1	4,8	3,9
Olanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	10,0	10,0	10,5	8,3	7,6	6,7	7,0	6,6
Regno Unito	10,9	8,6	10,0	8,1	7,0	5,7	6,2	5,0
Spagna	12,0	9,9	8,6	7,1	6,3	5,2	6,0	4,9
Svezia	4,5	3,6	4,2	3,3	3,8	3,0	3,5	2,8
Media europea ponderata(C)	**11,9**	**9,6**	**10,4**	**8,3**	**7,5**	**6,0**	**7,0**	**5,7**
Italia: scostamento(D)	*17,2*	*5,0*	*22,6*	*8,7*	*54,0*	*33,6*	*55,6*	*42,3*

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 su dati Eurostat.

TAV. 2.12 (SEGUE) **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2002

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	7,0	5,8	6,2	5,2	5,4	4,5
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	5,0	3,7	4,1	3,0	4,0	2,9
Francia(A)	5,7	4,9	-	-	-	-
Germania(A)	6,4	5,2	6,8	5,5	6,1	4,9
Grecia	5,4	5,0	5,0	4,6	4,4	4,1
Irlanda	7,3	6,5	7,1	6,4	6,5	5,7
Italia	**9,6**	**7,4**	**8,9**	**6,8**	**8,4**	**6,3**
Lussemburgo	4,2	3,8	4,5	4,1	4,0	3,6
Norvegia	4,0	3,2	3,7	3,0	3,6	2,9
Olanda	-	-	-	-	-	-
Portogallo	7,0	5,6	5,8	5,1	5,3	4,7
Regno Unito	5,7	4,7	5,5	4,5	5,3	4,4
Spagna	5,7	4,7	5,6	4,6	5,5	4,5
Svezia	3,2	2,6	3,3	2,6	3,1	2,5
Media europea ponderata(B)	**6,2**	**5,0**	**6,1**	**4,9**	**5,7**	**4,6**
Italia: scostamento(D)	*54,6*	*45,9*	*44,4*	*36,9*	*46,5*	*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 su dati Eurostat.

TAV. 2.13 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2002-luglio 2001

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	0,1	-5,2	-4,0	-7,8		-	-	-
Belgio	1,4	1,6	1,2	1,3	-1,5	-1,2	-1,4	-1,0
Danimarca	2,1	2,3	3,6	4,3	4,8	5,9	-	-
Finlandia	4,0	4,2	4,0	4,3	5,4	5,9	5,3	5,9
Francia(A)	1,0	0,9	1,0	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7
Germania(A)	-4,5	-3,0	-2,9	-2,8	-3,3	-3,4	-3,5	-3,7
Grecia	0,2	0,1	-0,8	-0,3	0,2	-0,2	0,2	-0,2
Irlanda	0,9	0,9	3,1	3,1	26,5	26,4	20,2	20,2
Italia(B)	**27,5**	**30,7**	**-0,4**	**-4,5**	**1,0**	**-3,3**	**3,7**	**-0,3**
Lussemburgo	2,5	1,0	2,8	1,0	3,9	1,0	0,5	0,7
Norvegia	4,0	4,0	4,3	4,3	-0,7	-0,8	10,0	10,2
Olanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-9,5	-5,0	15,9	-3,8	11,5	2,2	2,2	1,9
Regno Unito	-22,1	-23,3	-22,8	-21,4	-14,2	-10,6	-16,7	-12,4
Spagna	1,0	1,0	2,8	2,7	-5,5	-5,4	-4,9	-5,0
Svezia	-12,6	-12,5	-13,9	-14,1	-19,3	-19,4	-17,0	-17,0
Media europea ponderata(C)	**-1,4**	**-1,3**	**-4,1**	**-4,8**	**-3,0**	**-3,4**	**-2,7**	**-2,8**

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 su dati Eurostat.

I prezzi del gas

Al fine di disporre di raffronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia al caso appena analizzato dell'energia elettrica, i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la sola fonte Eurostat. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate da tale fonte, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati all'1 luglio 2002. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo.

I prezzi italiani sono posti a confronto con la media ponderata europea, calcolata in base ai consumi dei singoli paesi (distinti per utenza civile e utenza

TAV. 2.13 (SEGUE) **VARIAZIONI 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	-1,5	-1,1	-1,1	-1,1	-1,4	-1,1
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	6,2	6,8	7,4	8,5	8,0	9,6
Francia(A)	1,7	1,7	-	-	-	-
Germania(A)	-2,0	-2,1	-2,2	-2,4	-0,8	-0,8
Grecia	0,5	0,5	-0,4	-1,0	0,0	-0,7
Irlanda	22,2	22,1	18,9	19,1	18,6	18,3
Italia(B)	**7,9**	**3,9**	**11,2**	**7,8**	**7,9**	**4,0**
Lussemburgo	0,6	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6
Norvegia	8,3	8,4	5,7	5,6	5,2	5,6
Olanda	-	-	-	-	-	-
Portogallo	24,9	4,9	17,1	6,2	16,0	6,8
Regno Unito	-15,2	-10,1	-15,9	-9,7	-14,3	-6,5
Spagna	-4,5	-4,6	-4,1	-4,1	-4,0	-4,0
Svezia	-17,1	-17,0	-17,2	-17,2	-17,1	-17,0
Media europea ponderata(C)	**-1,1**	**-1,3**	**-1,5**	**-1,3**	**-1,4**	**-0,9**

(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 su dati Eurostat.

industriale) realizzati nell'anno 2000. Come si è detto, ciò permette di valutarne più correttamente l'onerosità, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati analizzando i prezzi espressi in centesimi di euro per metro cubo, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria europea.

I 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. 2.14).

TAV. 2.14 **PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/m^3 a cambi correnti all'1 luglio 2002; 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	65,4	54,3	53,1	44,1	40,3	33,4	39,0	32,4
Belgio	70,5	57,0	65,3	52,6	39,4	31,2	37,6	29,8
Danimarca	107,1	59,6	71,0	30,7	71,0	30,7	71,0	30,7
Francia(C)	70,4	60,6	60,5	51,4	39,8	33,8	37,6	32,0
Germania(C)	83,7	68,5	68,1	55,0	45,5	35,5	42,8	33,2
Irlanda	74,2	66,0	61,6	54,8	31,1	27,7	28,6	25,4
Italia(C)	**55,5**	**45,0**	**50,5**	**40,5**	**63,8**	**36,8**	**64,0**	**36,2**
Lussemburgo	54,0	50,9	46,9	44,3	26,8	25,3	26,4	24,9
Olanda(D)	26,3	51,2	36,3	37,8	44,3	27,0	45,0	26,2
Portogallo	65,5	62,4	60,1	57,2	51,1	48,6	47,8	45,5
Regno Unito	41,6	39,7	38,6	36,7	27,0	25,7	26,0	24,7
Spagna	63,8	55,0	56,4	48,7	43,8	37,8	42,7	36,9
Svezia	84,2	51,7	74,8	44,2	65,4	36,5	65,0	36,1
Media europea ponderata(E)	**58,8**	**52,5**	**52,0**	**44,6**	**41,8**	**31,6**	**40,6**	**30,3**
Italia: scostamento(F)	*-5,5*	*-14,2*	*-2,9*	*-9,1*	*52,6*	*16,5*	*57,4*	*19,7*

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.
(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.
(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(D) Dall'1 gennaio 2001 sulle utenze con consumi di 8,37 GJ e 16,74 GJ grava un corrispettivo di interconnessione. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte sono superiori a quelli al lordo.
(E) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.
(F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Diverso è il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo, comprensivo di imposte, pagato da utenti con consumi di circa 2 200 m^3 per gas a uso riscaldamento è più elevato di quello di tutti i paesi europei a eccezione di Danimarca e Svezia, e risulta del 53 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (16 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3 300 m^3, che risultano superiori del 57 per cento alla media ponderata (quasi 20 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale in Italia è più del doppio di quella media europea, essendo pari al 30 per cento circa in Europa e superiore al 70 per cento nel nostro paese.

TAV. 2.15 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2002-luglio 2001

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	-6,8	0,0	-8,2	0,0	-10,6	0,0	-10,9	0,0
Belgio	-2,8	-2,8	-3,2	-3,3	-6,6	-7,0	-7,1	-7,3
Danimarca	0,2	-1,0	-5,3	-11,4	-5,3	-11,4	-5,3	-11,4
Francia(C)	-2,7	-2,7	-3,0	-3,0	-4,4	-4,4	-4,6	-4,6
Germania(C)	-1,4	-1,5	-2,2	-2,3	-9,2	-10,1	-9,9	-11,0
Irlanda	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Italia(C)	**-1,7**	**-4,8**	**-2,6**	**-6,0**	**-4,5**	**-7,0**	**-4,1**	**-7,0**
Lussemburgo	-7,4	-7,4	-8,5	-8,4	-13,9	-13,9	-14,0	-14,2
Olanda	5,7	1,3	5,8	3,2	5,7	6,1	5,8	6,6
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-
Regno Unito	-2,8	-2,8	-1,5	-1,7	-0,5	-0,5	-0,3	-0,6
Spagna	-7,6	-7,6	-7,4	-7,4	-8,7	-8,6	-8,5	-8,4
Svezia	2,0	-1,3	2,3	-1,6	1,8	-3,2	1,7	-3,3
Media europea ponderata(D)	**-1,9**	**-2,4**	**-2,0**	**-2,6**	**-4,5**	**-5,2**	**-4,6**	**-5,5**

(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 su dati Eurostat.

La tavola 2.15 mostra le variazioni registrate dai prezzi tra luglio 2001 e luglio 2002. In generale, la riduzione dei prezzi al netto delle imposte riguarda tutte le tipologie di consumo e appare indifferenziata rispetto alla natura importatrice o esportatrice dei paesi. I prezzi italiani sono tuttavia tra quelli che hanno evidenziato i cali più consistenti, superiori alla media europea. Considerando che al luglio 2002 tutte le tipologie di consumatore esaminate non godevano ancora dell'idoneità, si deduce che il sistema di indicizzazione, determinato dall'Autorità, è stato in grado di trasferire alle famiglie i benefici derivanti dall'andamento delle quotazioni dei combustibili internazionali.

L'analisi dei valori al lordo delle imposte mostra come parte di tali benefici

TAV. 2.16 **PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/m^3 a cambi correnti all'1 luglio 2002; 1 GJ = 26,268 m^3

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (0 10 995,8 m^3)(A)		4 186 GJ (0 109 958 m^3)(B)		41 860 GJ (0 1 099 578 m^3)(C)		418 600 GJ (0 10 995 785 m^3)(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	41,8	30,6	37,7	27,2	31,1	21,8	26,9	18,3
Belgio	35,4	28,0	27,0	22,3	23,4	19,3	19,7	16,3
Danimarca	41,2	30,7	38,9	28,8	26,1	18,6	23,4	16,4
Finlandia	-	-	39,1	30,1	31,2	23,7	22,9	16,9
Francia(E)	34,0	28,6	28,8	24,1	23,7	19,4	17,9	13,9
Germania(E)	38,6	31,0	32,6	25,7	30,5	23,9	25,7	19,8
Irlanda	30,4	27,0	24,3	21,6	21,0	18,7	-	-
Italia(E)	**41,6**	**35,5**	**31,9**	**27,2**	**24,9**	**21,0**	**20,8**	**17,7**
Lussemburgo	26,1	24,7	24,3	22,9	23,8	22,5	21,9	20,6
Olanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	40,7	38,8	31,4	29,9	24,7	23,5	18,0	16,9
Regno Unito	28,2	22,7	25,8	20,7	24,2	19,4	18,6	15,5
Spagna	34,5	29,7	20,1	17,4	19,0	16,4	17,7	15,3
Svezia	50,1	27,1	46,7	24,4	44,6	22,6	26,0	13,1
Media europea ponderata(F)	**35,8**	**29,5**	**29,2**	**23,9**	**25,5**	**20,6**	**20,9**	**16,8**
Italia: scostamento(G)	*16,2*	*20,5*	*9,0*	*13,7*	*-2,2*	*1,7*	*-0,2*	*5,4*

(A) Senza fattore di carico.
(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1600 ore.
(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4000 ore.
(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.
(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nel 2000.
(G) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

siano stati annullati dal sistema fiscale. Ciò è avvenuto a causa dell'aumento dell'imposta di consumo, amplificato dall'IVA che, com'è noto, in Italia si applica al prezzo del gas comprensivo delle accise.

I prezzi per le utenze industriali

Anche per l'utenza industriale, il confronto dei prezzi italiani con la media europea fornisce un quadro articolato (Tav. 2.16).

In termini generali, per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccoli esercizi commerciali e industriali, i prezzi sono tra i più elevati in Europa. Il

TAV. 2.17 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2002-luglio 2001

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (0 10 995,8 m^3)(A)		4 186 GJ (0 109 958 m^3)(B)		41 860 GJ (0 1 099 578 m^3)(C)		418 600 GJ (0 10 995 785 m^3)(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-0,8	-0,9	1,6	1,6	2,7	3,1	-3,5	-4,2
Belgio	-6,3	-6,6	-8,7	-8,7	-10,4	-10,4	-12,3	-12,4
Danimarca	-10,7	-11,4	-11,9	-12,9	-9,6	-10,6	0,0	0,2
Finlandia	-	-	-6,7	-7,7	-8,4	-9,7	-2,4	-3,7
Francia(E)	-4,8	-5,7	-5,4	-5,4	-4,5	-4,5	-16,4	-17,5
Germania(E)	-10,1	-10,9	-15,8	-17,1	-18,0	-19,6	-17,9	-19,9
Irlanda	-0,1	0,0	0,1	0,1	2,3	2,3	-	-
Italia(E)	**1,3**	**-0,2**	**-2,4**	**-2,5**	**-17,6**	**-18,4**	**-16,2**	**-17,2**
Lussemburgo	-14,2	-14,1	-15,1	-15,1	-15,4	-15,4	-21,0	-21,1
Olanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-
Regno Unito	-5,7	-2,1	-9,1	-5,0	-7,8	-3,8	-20,2	-11,5
Spagna	-7,3	-7,3	-9,9	-9,9	-8,8	-8,8	-12,3	-12,3
Svezia	0,3	-15,1	4,6	-12,0	8,5	-9,8	-32,6	-37,6
Media europea ponderata(F)	**-5,3**	**-5,5**	**-8,7**	**-8,4**	**-12,1**	**-12,2**	**-16,5**	**-16,0**

(A) Senza fattore di carico.
(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.
(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1600 ore.
(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4000 ore.
(E) 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.

divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiori, fino a divenire di segno negativo per il prezzo comprensivo di imposte. In particolare, alla tipologia con consumi di oltre 1 milione di m^3 corrisponde un prezzo al lordo delle imposte inferiore del 2 per cento al valore medio ponderato.

L'incidenza fiscale in Italia (in media del 18 per cento) risulta sempre la più bassa in Europa (23 per cento), dove si risente dell'elevata fiscalità ambientale di Austria, Danimarca e Svezia.

Le variazioni dei prezzi nel corso dell'ultimo anno (Tav. 2.17) riflettono il favo-

revole andamento, almeno sino al secondo trimestre del 2002, delle quotazioni internazionali del prezzo del greggio, che si è riverberato sui prezzi delle forniture finali in tutti i paesi importatori di gas. Nel corso del 2002, inoltre, il recepimento della Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas ha continuato a progredire, cominciando a produrre quei cambiamenti strutturali che sono alla base di possibili riduzioni dei prezzi.

Anche per le utenze industriali l'abbassamento dei prezzi al netto delle imposte in Europa riguarda tutte le tipologie di consumo e appare assai più sostenuto di quello mediamente ottenuto dalle utenze domestiche, risultando compreso tra 5 e 16 punti percentuali (mediamente del 10 per cento). In Italia le variazioni dei prezzi non hanno quasi interessato le utenze con consumi ridotti (-0,2 per cento la riduzione per la tipologia con consumi di circa 11 000 m^3, -2,5 per cento il calo per la tipologia con consumi di circa 110 000 m^3), mentre l'utenza con consumi più elevati, che possiede la caratteristica di cliente idoneo, ha visto scendere i propri prezzi del 17 per cento circa, vale a dire in misura pari o superiore alla media europea.

IL PROCESSO DI SVILUPPO DI MERCATI ENERGETICI CONCORRENZIALI

Liberalizzazione, regolazione e sviluppo della concorrenza

Nell'ottobre 2002 è stato pubblicato il secondo rapporto sullo stato di implementazione delle Direttive energetiche nei paesi europei[4] che la Commissione europea prepara per il Consiglio europeo di primavera. In questa sezione sono sintetizzate le principali conclusioni che emergono da questa analisi.

Il rapporto della Commissione europea evidenzia come nel corso del 2002 vi siano stati apprezzabili progressi nel processo di liberalizzazione dei vari mercati europei dell'energia elettrica e, in misura minore, di quelli del gas naturale; rimangono tuttavia significative differenze, asimmetrie e disomogeneità.

Nel settore dell'elettricità si è registrato un importante incremento del livello di apertura dei mercati dal lato della domanda, un maggiore grado di separazione delle attività e forme di regolazione caratterizzate da più chiarezza e trasparenza. In alcuni Stati membri (Austria, Germania e Olanda) sarebbe cresciuta l'attività dei clienti idonei, in altri si sono manifestate riduzioni nei prezzi pagati dai consumatori. Ciononostante, alcuni dei problemi messi in evidenza

4 Commissione europea, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas markets,* Commission Staff Working Paper, Brussels, 01/10/2002, SEC (2002) 1038.

nel primo rapporto della Commissione europea (ripreso nella *Relazione Annuale* dello scorso anno) sono rimasti irrisolti. In sintesi, si tratta di:

- asimmetrie nel grado di apertura effettiva dei mercati, che determinano differenze nella libertà di scelta dei consumatori idonei nei diversi paesi e alterano le posizioni competitive delle imprese energetiche; queste ultime, nella misura in cui si ristrutturano per divenire operatori paneuropei, sfruttano le asimmetrie nel grado di apertura dei mercati attraverso sussidi incrociati;
- disparità nei regimi tariffari di accesso alle reti che, insieme a un livello di separazione delle attività inadeguato, rendono i mercati poco trasparenti e creano barriere all'entrata;
- mercati all'ingrosso ancora dominati dalle poche società di generazione già esistenti, che impediscono l'ingresso a nuovi entranti;
- insufficienza delle infrastrutture di interconnessione tra gli Stati membri e metodi insoddisfacenti di gestione delle congestioni e allocazione della capacità scarsa.

Nel settore del gas naturale si sono registrati sviluppi positivi in diversi paesi: in Italia, Spagna e Olanda si è ulteriormente ampliato il livello di apertura dei mercati; i prezzi praticati ai clienti idonei sono diminuiti sensibilmente, anche se in parte grazie alla riduzione del costo del petrolio, almeno durante il periodo di osservazione. Tuttavia, in Germania l'apertura alla concorrenza continua a rimanere troppo lenta e la mancanza di pressioni competitive si traduce in prezzi stabilmente elevati. Complessivamente, le prospettive di apertura dei mercati del gas rimangono largamente inferiori rispetto ai mercati elettrici. Anche in questo caso i nodi irrisolti possono essere sintetizzati come segue:

- analogamente al caso elettrico, permangono marcate asimmetrie nel grado di apertura dei mercati;
- tariffe di trasmissione che non riflettono la struttura dei costi e che, di conseguenza, creano ampie disparità nei regimi di accesso ai diversi mercati, barriere alla concorrenza e sussidi incrociati;
- opportunità di transazioni limitate dalla mancanza di trasparenza nei mercati (sia sulla capacità disponibile nelle infrastrutture, sia sulle procedure di allocazione della capacità stessa), dalla concentrazione della produzione e dell'importazione del gas su pochi operatori e dal lento sviluppo di luoghi di scambio fisici e virtuali (*hub*).

I limiti e gli ostacoli appena elencati si riflettono inevitabilmente sul grado di contendibilità dei mercati energetici, come illustrano le marcate differenze

TAV. 2.18 **LIVELLI DI PREZZO DELL'ENERGIA, GENNAIO 2002**

ELETTRICITÀ

	GRANDI CLIENTI INDUSTRIALI			PICCOLI CLIENTI COMMERCIALI			CLIENTI DOMESTICI		
TENDENZA DAL GEN. '99	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO
In discesa	S	L, GB, E	D	S	A, GB, I	D, B, L	GR	A, E, GB	D, I
Stabili	FIN	F, NL	P	FIN	P, E, F	IRL	S, FIN	F, NL	B, P, L
In aumento		DK, GR	I, IRL, B	DK	NL, GR		DK	IRL	

GAS

	GRANDI CLIENTI INDUSTRIALI			PICCOLI CLIENTI COMMERCIALI			CLIENTI DOMESTICI		
TENDENZA DAL GEN. '99	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO
In discesa	F, DK	L, S, E			DK, S	E	DK		
Stabili		B			B, L, IRL	I	IRL, GB, L	A, B	E, I
In aumento		A, GB, I	D	GB, NL	F	D, A	NL		D, S, F

Nota: I paesi sono indicati con la sigla automobilistica internazionale; Austria (A), Belgio (B), Danimarca (DK), Finlandia (FIN), Francia (F), Germania (D), Grecia (GR), Irlanda (IRL), Italia (I), Lussemburgo (L), Olanda (NL), Portogallo (P), Regno Unito (GB), Spagna (E), Svezia (S).

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

negli andamenti dei prezzi (Tav. 2.18) e negli indicatori del grado di libertà di scelta dei consumatori (Tav. 2.19).

La tavola 2.18 confronta i livelli di prezzo applicati nel gennaio 2002 alle diverse categorie di consumatori e la tendenza evidenziata nel corso del tempo. In essa gli Stati membri sono stati suddivisi a seconda che i prezzi risultassero bassi, medi o alti rispetto alla media europea e fossero aumentati (più del 5 per cento), rimasti stabili (con una variazione compresa tra -5 e +5 per cento) o diminuiti (più del 5 per cento) dal momento dell'entrata in vigore delle Direttive.

È opportuno sottolineare che, soprattutto per l'energia elettrica, le differenze tra i paesi membri evidenziate in questa tabella possono essere influenzate da fattori quali l'andamento del prezzo del petrolio (Italia e Portogallo) o le scelte tariffarie dei governi (Francia e Spagna). Inoltre, sempre per l'elettricità, in alcuni paesi (Italia e Irlanda) il confronto può risultare distorto dal processo di ribilanciamento delle tariffe di distribuzione tra le differenti tipologie di consumatori attuato dal regolatore.

La tavola 2.19 riporta le stime della percentuale di consumatori che hanno cambiato il proprio fornitore (*switching*) o che hanno rinegoziato il contratto con il vecchio fornitore. Per la maggior parte dei paesi membri si tratta di stime basate su indagini di mercato. Solo raramente (Italia e Regno Unito) i dati

TAV. 2.19 **STIMA DELLA QUOTA DI CLIENTI CHE HANNO CAMBIATO FORNITORE NEL PERIODO 1998-2001**

Valori percentuali

	ELETTRICITÀ				GAS			
	INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI		INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI	
CLIENTI CHE HANNO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO
Austria	20-30	non nota	5-10	non nota	<2	non nota	non idonei	
Belgio	2-5	30-50	non idonei		non nota	non nota	non idonei	
Danimarca	non nota	>50	non idonei		2-5	non nota	non idonei	
Finlandia	non nota	>50	5-10	10-20	non idonei		non idonei	
Francia	10-20	non nota	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Germania	20-30	>50	5-10	10-20	<2	non nota	<2	non nota
Grecia	0	0	non idonei		non idonei		non idonei	
Irlanda	10-20	non nota	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Italia	>50	100	non idonei		10-20	non nota	2-5	non nota
Lussemburgo	10-20	>50	non idonei		5-10	100	non idonei	
Olanda	20-30	100	non idonei		30-50	non nota	non idonei	
Portogallo	5-10	non nota	non idonei		non idonei		non idonei	
Regno Unito	>50	100	30-50	–	>50	non nota	30-50	>50
Spagna	10-20	>50	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Svezia	non nota	100	10-20	>50	<2	non nota	non idonei	

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038

riflettono obblighi di comunicazione imposti dai governi e/o dal regolatore.

Nel settore elettrico la maggior parte dei grandi consumatori industriali ha sfruttato tale opportunità in quasi tutti gli Stati membri; per quanto riguarda i piccoli consumatori è da sottolineare come lo *switching* sia notevolmente aumentato lo scorso anno in Germania e in Austria. Il grado di libertà di scelta per i clienti del gas è molto meno soddisfacente. Qualche progresso si è registrato per i grandi consumatori in Italia, Spagna e Irlanda, mentre per i clienti di piccole dimensioni solo il mercato inglese può dirsi realmente aperto.

Le principali differenze nel processo di recepimento delle Direttive europee negli ordinamenti nazionali riguardano i tempi previsti per l'apertura del mercato finale, la regolazione e le tariffe di accesso alle reti, il grado di concorrenza sul lato dell'offerta e gli obblighi di servizio pubblico.

Apertura del mercato finale

Nel mercato elettrico numerosi Stati membri, inclusi Belgio, Olanda e Portogallo, hanno accresciuto il grado di apertura rispetto al precedente rapporto. Tutti, eccetto Francia, Grecia e Lussemburgo, hanno optato per un programma più ambizioso di quanto richiesto dalla Direttiva. Portogallo e Belgio (seppure nella sola regione delle Fiandre) hanno aperto completamente il mercato a cominciare dal 2003, mentre in Italia tutti i consumatori non domestici dovrebbero diventare idonei a partire dal 2004 (vedi al Capitolo 3 la descrizione del disegno di legge di riassetto del settore energetico).

Nel mercato del gas, sono da evidenziare le situazioni di Finlandia, Grecia e Portogallo che hanno ottenuto una proroga in quanto mercati emergenti; mentre per la Germania è in corso un processo per infrazione da parte della Commissione europea, a causa dell'incompleta trasposizione della Direttiva 98/30/CE. Tuttavia, a eccezione di Francia e Lussemburgo, tutti gli Stati membri prevedono l'apertura completa del mercato al più tardi entro il 2006. Nell'ultimo anno è cresciuto il livello di apertura di Austria, Danimarca e Belgio (per la regione delle Fiandre). In Italia, come è noto, a partire dall'1 gennaio 2003 il mercato è totalmente libero.

Accesso alle reti

Esistono tuttora marcate differenze tra gli Stati membri in termini di numero di società operanti nelle fasi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica; nella maggior parte dei casi la situazione attuale ha di fatto ereditato la struttura preesistente alla liberalizzazione. In alcuni paesi, come Francia, Irlanda e Grecia, è tuttora attivo un solo operatore nella trasmissione e nella distribuzione a livello nazionale. In altri casi, come Austria e Germania, la distribuzione è realizzata da numerose società su base locale, talvolta verticalmente integrate nella trasmissione e nella distribuzione finale. In termini di numero di operatori, gli altri Stati si collocano tra questi due estremi.

Al pari di quanto evidenziato nel primo rapporto, le tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica continuano a registrare una marcata differenza tra gli Stati. La variabilità geografica, di per sé, non costituirebbe una barriera alla competizione, se le tariffe fossero ovunque stabilite in modo trasparente e non discriminatorio. La trasparenza, tuttavia, è un requisito che continua a mancare, a causa delle diversità nei regimi di separazione delle attività di trasmissione e distribuzione adottati nei vari Stati membri. Un altro importante elemento che influisce sull'accesso alle reti elettriche è dato dalle condizioni di bilanciamento. Queste ultime sono particolarmente importanti per le imprese nuove entranti che, avendo di norma un portafoglio clienti assai ridotto rispetto all'impresa dominante, sono esposte a un maggiore rischio di sbilanciamento. Nella maggior parte degli Stati membri il costo del bilanciamen-

to è stabilito in base a regole di mercato e approvato dal regolatore, oppure da questi direttamente fissato. Fanno eccezione solo Belgio e Lussemburgo.

Anche nei mercati del gas l'organizzazione delle reti di trasporto e distribuzione è largamente differenziata tra i diversi paesi europei, in funzione soprattutto dello sviluppo storico dell'industria. In alcune nazioni (Germania e Francia) esistono più società di trasporto oppure sono presenti numerosi distributori locali (Germania, Italia e Austria). In Germania le reti di trasporto sono spesso integrate con reti di distribuzione locale; viceversa nel Regno Unito esiste una sola rete di trasporto a distribuzione nazionale, seppure con netta separazione tra le fasi di trasporto e distribuzione.

Nel settore del gas le differenze nelle tariffe di accesso sono ancora maggiori che nel settore elettrico. In Belgio, Germania, Francia e Olanda le tariffe comprendono componenti legate alla distanza; nel Regno Unito, in Irlanda e in Italia il sistema tariffario è invece basato su una struttura *entry exit*; in Danimarca, Svezia, Lussemburgo e Spagna le tariffe sono a francobollo. Il quinto Forum di Madrid (vedi oltre) ha adottato un insieme di raccomandazioni nelle quali si sottolinea come il metodo *entry exit* sia quello che maggiormente favorisce lo sviluppo della concorrenza. Analogamente al caso elettrico, anche un maggior livello di separazione dell'attività di trasporto e distribuzione faciliterebbe la concorrenza. Il confronto mostra come, a tutt'oggi, Regno Unito, Olanda, Italia, Austria e Spagna siano i paesi nei quali vengono imposti i più severi regimi di separazione.

Un ulteriore elemento importante nel qualificare i regimi di accesso alle reti di trasporto del gas riguarda le modalità di prenotazione della capacità. Molti Stati membri hanno adottato sistemi di prenotazione da punto a punto, spesso poco flessibili e validi per un periodo minimo di un anno; laddove sono previsti periodi più corti i costi aumentano sensibilmente. Ciò costituisce un problema per i nuovi entranti, che di fatto non possono sfruttare le opportunità di acquisire partite minori di gas offerte per periodi brevi, dato che non possono trasportarle. Sistemi di questo tipo sono tuttora in vigore in Francia, Germania e Danimarca, mentre in Belgio e Olanda è possibile prenotare la capacità su base mensile. Rappresenta un problema per i nuovi entranti anche la mancanza di trasparenza sulla prenotazione di capacità, soprattutto ai confini tra i vari Stati.

Concorrenza nell'offerta

La tavola 2.20 illustra un insieme di indicatori dello sviluppo del mercato della generazione e dell'importazione di energia elettrica. In molti Stati membri persiste un elevato grado di concentrazione della generazione che impedisce lo sviluppo della concorrenza, specie laddove non esiste un controllo da parte del

TAV. 2.20 **STRUTTURA DEL MERCATO DELLA GENERAZIONE E DELLA IMPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA**

	NUMERO DI SOCIETÀ CON ALMENO IL 5% DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NEL 2000	CAPACITÀ INSTALLATA NEL 2000 (GW)	CAPACITÀ DI IMPORTA-ZIONE[A] (GW)	CONCORRENZA POTENZIALE DALL'IMPORT (CAPACITÀ DI IMPORT/ CAPACITÀ INSTALLATA)	INCREMENTI ATTESI DELLA CAPACITÀ NEI PROSSIMI 3 ANNI (% DI 2)	BORSA ELETTRICA
		(1)	(2)	(2/1)		
Austria	5	18,2	3,8	21%	2%	sì
Belgio	2	15,7	3,9	25%	1%	no
Danimarca	3	12,7	5,0	39%	10%	sì
Finlandia	4	16,6	3,7	22%	1%	sì
Francia	1	115,4	16,6	12%	0%	sì
Germania	4	118,3	13,1	11%	1%	sì
Grecia	1	10,3	1,3	12%	34%	no
Irlanda	1	4,8	0,3	7%	17%	no
Italia	**4**	**78,1**	**10,8**	**14%**	**8%**	**(sì)**
Lussemburgo	n.d.	1,2	1,2	100%	–	no
Olanda	6	20,6	3,9	19%	3%	sì
Portogallo	3	10,7	3,2	30%	5%	(sì)
Regno Unito	8	78,9	2,7	3%	4%	sì
Spagna	4	52,6	2,1	4%	9%	sì
Svezia	3	33,6	9,9	29%	n.d.	sì

(A) Le capacità di importazione riportate dalla Commissione europea non sempre corrispondono a quelle di fonte nazionale, come, per esempio, per l'Italia.

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

regolatore dei mercati all'ingrosso. Per ridurre il grado di concentrazione, alcuni Stati hanno richiesto all'operatore dominante la dismissione di una certa quota di capacità di generazione, come nel Regno Unito e in Italia. Altri paesi, come Francia e Irlanda, hanno imposto l'offerta all'asta, sul mercato all'ingrosso, di una certa quota di capacità.

Se nella generazione vi è elevata concentrazione e la capacità d'interconnessione disponibile lo permette, la concorrenza può comunque svilupparsi attraverso le importazioni. Il potenziale di concorrenza che viene dalle importazioni appare rilevante in Belgio, Danimarca, Portogallo e Svezia; esso è tuttavia

TAV. 2.21 **STRUTTURA DEL MERCATO DELLA PRODUZIONE E DELL'IMPORTAZIONE DEL GAS**

	NUMERO DI SOCIETÀ CON ALMENO IL 5% DEL GAS DISPONIBILE NEL 2001	QUOTA PERCENTUALE DEL GAS DISPONIBILE CONTROLLATA DALLA MAGGIORE SOCIETÀ	PROGRAMMI DI CESSIONE OBBLIGATORIA DEI CONTRATTI	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DA ALTRI STATI MEMBRI G(m^3)	ESISTENZA DI UN *HUB*
Austria	3	80	no	n.d.	(sì)
Belgio	5	n.d.	no	34,7	(sì)
Danimarca	2	90	no	n.d.	no
Francia	2	90	no	46,0	no
Germania	5	54	programmati	90,7	(sì)
Irlanda	3	n.d.	no	9,1	no
Italia	**5**	**75**	**sì**	**27,3**	**no**
Lussemburgo	1	100	no	n.d.	no
Olanda	4	80	no	38,5	(sì)
Regno Unito	5	≈ 50	sì	8,8	sì
Spagna	3	57	sì	2,3	no
Svezia	1	100	no	n.d.	no

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

limitato dall'esistenza di complessi e inadeguati meccanismi di transazione alle frontiere. In seguito all'adozione, nel marzo 2002, di un meccanismo transitorio di scambio alle frontiere, oggi gli operatori possono importare elettricità senza dover pagare le singole tariffe di trasporto vigenti in tutti gli Stati nei quali transita l'energia acquistata (si è eliminato il cosiddetto *pancaking*), bensì corrispondono un unico sovrapprezzo per l'importazione pari a 1 €/MWh. Il regime di scambio è stato ulteriormente semplificato e le tariffe transfrontaliere sono state ridotte a partire da 2003, come verrà discusso in un punto successivo.

La tavola 2.21 illustra un insieme di indicatori dello sviluppo del mercato della produzione e dell'importazione del gas. Anche in questo settore si evidenzia un notevole grado di concentrazione nei mercati nazionali, tanto nella produzione, quanto nell'importazione. Spesso è presente una sola impresa in posizione dominante, che impedisce l'ingresso a nuovi entranti, i quali non riescono a ottenere gas a condizioni accettabili. Alcuni Stati membri, come Regno Unito, Spagna e Italia, hanno però introdotto programmi di cessione di contratti

attraverso i quali il principale importatore viene obbligato a vendere una certa quota di gas importato. Anche le Autorità tedesche hanno imposto la cessione di un certo ammontare di gas alla società Ruhrgas, ai fini dell'approvazione dell'operazione di fusione tra questa e la società E.On.

Analogamente al caso elettrico, tuttavia, stimoli alla concorrenza possono giungere dallo scambio transfrontaliero di gas. Al momento, però, i problemi menzionati sui diversi sistemi di tariffazione e sull'allocazione delle capacità continuano a rappresentare un significativo ostacolo. Ciò avviene nonostante il fatto che allo stato attuale esistano un livello di congestione limitato nella rete europea e un mancato sfruttamento della piena capacità degli interconnettori. Solo in Francia, e conseguentemente in Spagna, vi è infatti evidenza di possibili congestioni (ma su questo punto il GTE, l'Associazione europea dei trasportatori di gas, non concorda con la visione della Commissione europea). Al fine di agevolare gli scambi transfrontalieri di gas, la Commissione europea sta anche lavorando per limitare le restrizioni territoriali presenti nei mercati del gas e le clausole che producono effetti simili.

Obblighi di servizio pubblico

I principali provvedimenti adottati in tema di obblighi di servizio pubblico dai diversi Stati includono:

- la sicurezza della fornitura di energia elettrica in alcune regioni, quali i paesi nordici e l'Irlanda, come pure quella delle forniture di gas da paesi extra europei, per mezzo di contratti a lungo termine;
- la tutela dei clienti economicamente disagiati, che dovrebbero beneficiare della maggiore concorrenza pur continuando ad accedere alla fornitura di servizi energetici a prezzi accessibili e la tutela del consumatore nelle procedure di distacco;
- programmi per favorire sia l'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e processi combinati di energia e calore, sia la gestione della domanda.

Le inchieste effettuate presso i consumatori evidenziano il perdurare di un elevato livello di soddisfazione sulla qualità dei servizi ricevuti. Emergono, tuttavia, alcuni dubbi sulle crescenti difficoltà che i consumatori devono affrontare per effettuare comparazioni dei prezzi e per sostenere campagne di marketing sempre più intrusive. Tali elementi sono di vitale importanza e sottolineano la necessità di una continua regolazione di questi settori, anche dopo che la liberalizzazione sia avvenuta.

Le borse europee dell'energia elettrica e del gas

Oggi, con poche eccezioni, tutti i paesi membri dell'Unione europea e molti tra quelli di nuova accessione dispongono di uno o più mercati, nella forma di borse o di *pool*, per il commercio all'ingrosso dell'energia elettrica. Stanno inoltre nascendo sul territorio europeo diversi centri di mercato per il commercio del gas naturale che hanno la stessa funzione. Questi mercati, caratterizzati dalla gestione centralizzata degli acquisti e delle vendite, sono stati istituiti dai governi con fini di trasparenza dei prezzi o, più spesso, sono nati spontaneamente per volontà delle imprese, così da sfruttare le opportunità offerte da quantitativi di energia residuale in eccesso o in difetto.

I mercati elettrici costituiti nei diversi paesi si distinguono per una serie di fattori tra cui: l'incidenza sui fabbisogni complessivi, il trattamento dei contratti bilaterali, le regole di formazione del prezzo, la gestione delle congestioni, i meccanismi di promozione degli investimenti in nuova capacità. In questa breve sintesi vengono esaminate le caratteristiche e l'evoluzione dei mercati all'ingrosso istituiti nel Regno Unito, nei paesi nordici e in Spagna, la cui storia è ricca di insegnamenti anche per la istituenda borsa elettrica in Italia.

Regno Unito

L'*Electricity Pool*, in vigore nel Regno Unito dal 1990 e sostituito nel marzo 2001 dal NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), è stato il modello di riferimento per il disegno di diversi mercati all'ingrosso, tra cui quelli creati in Spagna, Polonia e California e quello previsto in Italia dal decreto legge 16 marzo 1999, n. 79. L'*Electricity Pool* era obbligatorio e veniva condotto dal gestore della rete (*National Grid Company*) che, oltre a fornire i servizi di dispacciamento degli impianti in base all'ordine di merito, operava anche come gestore del mercato. Erano tenuti a vendere elettricità attraverso l'*Electricity Pool* tutti i generatori con potenza installata maggiore di 10 MW. I contratti bilaterali tra produttori e distributori erano ammessi nella forma di "contratti per differenza" rispetto ai prezzi determinati dall'*Electricity Pool*; essi avevano una durata sia breve (giorni o mesi) sia lunga (fino a 20 anni) e costituivano la grande maggioranza delle transazioni con il 75-85 per cento delle vendite nel corso del decennio.

Solo una piccola percentuale del fabbisogno nazionale (meno del 5 per cento) veniva soddisfatta in base a contratti bilaterali. Questi erano indicizzati al prezzo dell'*Electricity Pool*, determinato in base alle offerte di quantità e prezzo effettuate il giorno prima per ogni mezz'ora di fornitura e successivi aggiustamenti fino al *gate closure* una ora prima della fornitura. Il mercato non prevedeva la partecipazione alla domanda, e il fabbisogno elettrico era definito dal gestore della rete. Il prezzo di acquisto dell'elettricità dai generatori veniva stabilito come somma del prezzo marginale del sistema e di un corrispettivo di

capacità che doveva servire ai generatori quale segnale per lo sviluppo di nuova potenza. Questo prezzo di acquisto era applicato ai deficit di produzione di modo che i generatori fossero incentivati a rispettare le loro offerte. Il prezzo di vendita ai distributori sommava a tale prezzo un contributo calcolato a posteriori per i servizi di bilanciamento e riserva, per le perdite di trasmissione ecc.

Il meccanismo era soggetto a interferenze da parte dei generatori dominanti (National Power e Powergen). Nei primi quattro anni di funzionamento dell'*Electricity Pool*, i prezzi marginali sono infatti cresciuti di oltre il 40 per cento nonostante l'eccesso di capacità produttiva. L'imposizione di un *price cap* sui prezzi di questi due operatori e la cessione forzata di 6 GW di capacità hanno solo parzialmente ridotto il loro potere di mercato. Essi potevano ancora influenzare in modo determinante sia il corrispettivo di capacità sia i costi di bilanciamento e riserva. Infatti, escludendo il periodo 1994-1996, i prezzi dell'*Electricity Pool* hanno mantenuto una dinamica crescente raggiungendo nel 2000 un livello del 66 per cento superiore al prezzo medio del 1990.

L'introduzione del NETA alla fine del marzo 2001 ha profondamente cambiato il mercato all'ingrosso inglese. Le principali modifiche rispetto all'*Electricity Pool* riguardano l'eliminazione dei corrispettivi di capacità e la limitazione delle transazioni, che contribuiscono alla formazione del prezzo di borsa, ai soli quantitativi di energia prodotta al netto di quella stipulata nei contratti bilaterali (in contrapposizione al *gross pool* precedente che comprendeva obbligatoriamente anche i contratti bilaterali). Il NETA specifica le regole del mercato di bilanciamento sui quantitativi residuali ed è pertanto molto meno sensibile a manipolazioni da parte dei generatori dominanti. Inoltre, non definisce un solo luogo di contrazione e gli operatori trattano su più borse.

I partecipanti formulano le loro offerte di produzione e di consumo con i relativi prezzi. Il prezzo viene determinato non più come marginale e univoco, ma come risultante del bilanciamento di tutte le offerte di acquisto e vendita, differenziato a seconda delle offerte di ogni partecipante (*pay as bid*). I partecipanti sono incentivati a mantenere il mercato bilanciato attraverso prezzi differenziati, che penalizzano i deficit rispetto alle eccedenze. Il meccanismo del doppio prezzo ha portato a un eccesso di generazione che ha teso a ridurre i prezzi ma anche a scoraggiare i generatori minori caratterizzati da profili di domanda e offerta più aleatori. L'applicazione del NETA ha comunque eliminato il potere di mercato delle imprese dominanti e ha dato un forte impulso all'efficienza del mercato. Il crollo del prezzo ai livelli del 1990, avvenuto in meno di due anni, deriva in parte anche dall'esubero di offerta dovuto al completamento degli investimenti decisi verso la metà degli anni Novanta.

Spagna

Il mercato all'ingrosso OMEL (*Operadora del Mercado Español de Elecricidad*) istituito in Spagna nel gennaio del 1998 è gestito da un operatore del mercato, indipendente dal gestore della rete (Red Electrica); tuttavia per altri aspetti è stato concepito in modo molto simile all'*Electricity Pool* inglese. Si tratta di un mercato obbligatorio per tutti i produttori con capacità installata maggiore di 50 MW; ma sono esentati dall'obbligo di parteciparvi i cogeneratori e i produttori di energia da fonti rinnovabili. Il regime in vigore in Spagna ammette anche la vendita di energia in base a contratti bilaterali; ciò nonostante nel passato questi sono stati scoraggiati, in quanto esclusi dal regime di riconoscimento degli incentivi di capacità e oggi contribuiscono solo in minima parte alle vendite complessive di energia. In ogni caso i contratti bilaterali non partecipano al *pool*.

OMEL gestisce un mercato del giorno prima con offerte di vendita e di acquisto per ogni ora, uno infragiornaliero con 6 sessioni per gli aggiustamenti e uno in tempo reale per i bilanciamenti. Il prezzo ricevuto dai generatori include 4 principali componenti: il prezzo marginale del mercato del giorno prima per le quantità acquistate su questo mercato; il prezzo marginale del mercato infragiornaliero applicato agli aggiustamenti rispetto al mercato del giorno prima; un corrispettivo per il bilanciamento calcolato applicando il prezzo marginale del mercato infragiornaliero, unico sia per i deficit sia per i surplus, maggiorato di una quota che riflette il contributo del partecipante allo sbilanciamento complessivo del sistema; un corrispettivo da aggiungere o dedurre in funzione del contributo alla creazione e alla risoluzione delle congestioni.

Il prezzo dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima è vincolato a un tetto massimo di 18 €/MWh; inoltre sugli altri mercati il prezzo non può salire oltre quello massimo offerto. I prezzi al mercato finale aggiungono un corrispettivo di capacità che viene restituito ai generatori in base alla capacità resa disponibile e che dovrebbe pertanto incentivare gli investimenti in nuova capacità. Questo corrispettivo, definito dal governo come parte della sua politica tariffaria, è diminuito da 78 a 48 €/MWh dall'avvio della borsa; inoltre il suo andamento futuro è incerto e tale da non costituire una garanzia per il recupero dei costi di nuova capacità.

Nonostante diversi vincoli regolatori imposti dal governo spagnolo sui prezzi e sul funzionamento della borsa, il mercato all'ingrosso lascia significativi spazi per l'esercizio di poteri di mercato dai generatori dominanti. Dal 1998 al 2002 i prezzi medi sono aumentati del 50 per cento e nel 2001, unico anno in cui si è verificata una stasi, la borsa ha registrato nel mese di dicembre una serie di picchi di prezzo molto elevati (fino a oltre 100 €/MWh), che hanno indotto il governo ad avviare una indagine sulle quattro maggiori imprese di generazione sospettate di comportamenti collusivi, in occasione dell'ondata di gelo che ha provocato interruzioni del servizio.

TAV. 2.22 **PREZZI MEDI NELLE BORSE EUROPEE**

€/MWh

	REGNO UNITO		PAESI SCANDINAVI	SPAGNA	OLANDA	GERMANIA	FRANCIA
	ELECTRICITY POOL	UKPX	NORDPOOL	OMEL	APX	EEX	POWERNEXT
1990	24,6	–	–	–	–	–	–
1991	32,1	–	–	–	–	–	–
1992	31,8	–	7,2	–	–	–	–
1993	34,8	–	9,7	–	–	–	–
1994	31,9	–	21,9	–	–	–	–
1995	31,5	–	14,2	–	–	–	–
1996	31,1	–	31,0	–	–	–	–
1997	36,3	–	16,9	–	–	–	–
1998	37,6	–	13,8	25,1	–	–	–
1999	38,3	–	13,5	26,0	22,7	–	–
2000	40,8	–	12,8	30,5	48,2	17,3	
2001	32,1	27,9	23,2	30,0	34,2	24,1	21,9
2002	–	23,9	26,8	37,4	30,0	22,5	21,2

Nota: I dati si riferiscono ai prezzi sul mercato del giorno prima, a eccezione di quelli per il Regno Unito che riguardano il prezzo finale. I prezzi nel Regno Unito nel 2001 si riferiscono al periodo gennaio-marzo per l'*Electricity Pool*, e ad aprile-dicembre per l'UKPX, la maggiore tra le borse elettriche inglesi.

Paesi scandinavi

Il *Nordpool* esisteva già dai primi anni Settanta con la funzione di aggregare la produzione di centinaia di grandi e piccoli produttori idroelettrici norvegesi. A seguito della liberalizzazione del settore elettrico avviata nel 1991, il *Nordpool* è stato trasformato nel mercato all'ingrosso della Norvegia (maggio 1992) e gestito da Statnett Marked, sussidiaria del gestore della rete (Statnett SF). Con la deregolamentazione del mercato elettrico negli altri paesi scandinavi, il *Nordpool* si è progressivamente esteso alla Svezia (1996), alla Finlandia e alla Danimarca (1998). Attualmente rappresenta l'unica borsa con estensione regionale in funzione in Europa.

Il *Nordpool* è stato originalmente ideato per un mercato idroelettrico, quale è ancora oggi quello norvegese (99,5 per cento). Questo ha semplificato le regole di funzionamento del mercato che sono rimaste praticamente invariate dall'origine. Nonostante l'allargamento alla Svezia e successivamente alla Danimarca e alla Finlandia, ancora oggi il 60 per cento del fabbisogno di elettricità della regione è soddisfatto da energia idroelettrica e la quota di energia idroelettrica che transita attraverso il *Nordpool* è molto maggiore. La partecipazione al mercato non è obbligatoria; infatti, la maggior parte del fabbisogno dei quattro paesi viene coperta in base a contratti bilaterali che sono esclusi dal meccanismo di borsa. Un'altra importante caratteristica del mercato nordico riguarda l'e-

TAV. 2.23 **INCIDENZA DELL'ENERGIA TRATTATA IN BORSA SULLE VENDITE TOTALI**

	REGNO UNITO		PAESI SCANDINAVI	SPAGNA	OLANDA	GERMANIA	FRANCIA
	ELECTRICITY POOL	NETA	NORDPOOL	OMEL	APX	EEX	POWERNEXT
1990	n.d.	–	–	–	–	–	–
1991	n.d.	–	–	–	–	–	–
1992	n.d.	–	n.d.	–	–	–	–
1993	82,4	–	8,8	–	–	–	–
1994	85,2	–	12,1	–	–	–	–
1995	85,3	–	16,0	–	–	–	–
1996	85,3	–	14,7	–	–	–	–
1997	85,1	–	15,9	–	–	–	–
1998	n.d.	–	15,6	81,7	–	–	–
1999	82,2	–	20,3	79,8	1,2	–	–
2000	82,4	–	24,1	83,8	4,4	0,4	–
2001	87,6	–	24,4	84,2	7,7	2,6	0,0
2002	–	–	26,9	85,9	13,0	4,8	0,6

Nota: Incidenza riferita a produzione più importazioni prima delle perdite. I valori transitati in borsa perdono significato con l'applicazione del NETA, data la negoziazione su più borse.

sistenza di vincoli di trasmissione che a seconda dei carichi possono dividere la regione in più aree con prezzi di mercato distinti (*market splitting*).

Il *Nordpool* è organizzato in due mercati fisici, uno del giorno prima e uno di bilanciamento in tempo reale; vi è inoltre un terzo mercato finanziario, per la copertura dei rischi e per ridurre la volatilità dei prezzi. La natura prevalentemente idroelettrica del sistema ha suggerito regole di determinazione del prezzo che tengono conto della possibilità dei generatori idroelettrici di entrare e uscire dal mercato in tempi brevissimi. Il prezzo nel mercato del giorno prima è determinato su base oraria ricorrendo a vere e proprie aste continue, nel corso delle quali il gestore della rete fa variare i prezzi e i generatori rispondono dichiarando le quantità che sono disposti a vendere, fino a raggiungere l'equilibrio tra domanda e offerta. Questo prezzo viene poi utilizzato anche come base per la definizione dei corrispettivi di bilanciamento in tempo reale, in modo indifferente nei casi sia di deficit sia di surplus.

Nel meccanismo di borsa non mancano le possibilità di esercizio di poteri di mercato; tuttavia, queste non hanno potuto esprimersi per via del frazionamento dei produttori (i maggiori Statkraft e Vattenfall coprono ciascuno poco più del 10 per cento del fabbisogno complessivo). I prezzi risultano invece molto sensibili agli invasi idroelettrici, con aumenti in estate quando i serbatoi

tendono a essere più vuoti. Condizioni di scarsa piovosità hanno segnato in modo particolare gli anni 1996 e 2002, provocando prezzi molto superiori alla media anche durante la stagione fredda, con punte che nell'inverno rigido del 2002 hanno superato i 100 €/MWh.

Il *Nordpool* si distingue da altre borse anche per la mancanza di corrispettivi di capacità, cosa del resto comprensibile considerando l'eccesso di capacità idroelettrica presente in Norvegia all'inizio degli anni Novanta. Con la forte crescita dei consumi avvenuta nel corso degli anni Novanta, tale eccesso si è ridotto a livelli minimi e il progressivo esaurimento delle risorse idroelettriche oramai rende necessaria l'installazione di capacità di generazione termoelettrica, il che probabilmente richiederà una revisione delle regole di funzionamento della borsa.

Le borse del gas

I centri di mercato per il commercio del gas, noti in inglese come *hub*[5], rappresentano un valore fondamentale per la liberalizzazione di un settore che è ancora ingessato da vincoli contrattuali di lungo termine. Più che nel settore elettrico, i centri di mercato del gas sono stati creati da iniziative private degli operatori, con interventi generalmente minimi da parte degli Stati. Essi offrono la possibilità di acquistare e vendere il gas su mercati trasparenti; di gestire i rischi di prezzo e di volume in modo efficiente e flessibile; di esercitare arbitraggi nello spazio e nel tempo; di generare prezzi di riferimento basati sulla domanda e l'offerta, pertanto più credibili per le transazioni sul mercato che non l'indicizzazione ai prezzi dei prodotti petroliferi.

Il predominio di contratti di lungo termine basati su clausole del tipo *take or pay* e riserve di destinazione ha ostacolato lo sviluppo di *hub* europei. Negli ultimi anni le iniziative dell'Unione europea per rimuovere le clausole di destinazione e per sciogliere i consorzi di vendita collettiva in alcuni paesi produttori (Olanda e Norvegia), come pure l'imposizione in alcune nazioni (Italia, Spagna, Regno Unito) di tetti sulle forniture delle imprese dominanti nel loro mercato d'origine, stanno dando notevoli impulsi alla creazione di liquidità che oggi corrisponde a circa il 5-10 per cento del mercato europeo.

Gli *hub* del gas nascono spontaneamente nei luoghi di incontro di gas con diverso titolo di provenienza di produttori o grossisti, quindi soprattutto in aree dove confluiscono una molteplicità di metanodotti, di impianti di gasificazione e di stoccaggi. Per affermarsi richiedono una buona liquidità (almeno 50-100 milioni di m^3/mese), un numero sufficiente di partecipanti al mercato (come minimo 10-20), libero accesso alle reti e tariffe di accesso favorevoli (preferibilmente del tipo *entry exit*). Nell'Unione europea queste condizioni si

5 Fulcro o perno attorno al quale ruota il sistema.

sono verificate soprattutto nel Nord Europa ai principali incroci di gas di origine norvegese, inglese e olandese. È ancora troppo presto per valutare l'impatto che hanno sul processo di liberalizzazione, ma alcuni primi elementi possono essere rilevanti anche per i potenziali *hub* che si stanno strutturando in Europa centrale (Baumgarten, Waidhaus) e meridionale (Milano, Barcellona).

Il *National Balancing Point* (NBP) del mercato inglese è l'unico *hub* europeo nato con un significativo coinvolgimento delle istituzioni. Creato nel 1996 come parte del Codice di rete, di fatto sostituiva i precedenti *hub* privati sorti attorno ai terminali di Saint Fergus e di Bacton del gas proveniente dal Mare del Nord. Nel 2002 circa 4 miliardi di m^3/mese, il 40 per cento del fabbisogno di gas del Regno Unito, venivano commercializzati attraverso l'NBP; ma il valore dei titoli scambiati sul mercato finanziario parallelo era circa 20 volte maggiore. Il suo grande successo è commisurato all'avanzato grado di sviluppo del mercato inglese ed è dovuto al ruolo che svolge per il bilanciamento giornaliero attraverso il mercato (anziché in base a tariffe predefinite), ma soprattutto per la determinazione di un prezzo di riferimento utilizzato dall'*International Petroleum Exchange* di Londra, che può servire come base per l'indicizzazione di contratti di lungo termine o anche per il finanziamento di nuove infrastrutture. È significativo a questo riguardo il contratto decennale, tra Statoil e Centrica, firmato nel 2002 per la fornitura di 5 miliardi di m^3/anno a partire dal 2005, indicizzato al prezzo dell'NBP anziché al prezzo internazionale del petrolio. Negli ultimi anni tale prezzo è stato però influenzato anche dai prezzi del gas trasportato dal continente, tramite il gasdotto *Interconnector* che attraversa la Manica.

L'altro importante *hub* europeo è quello di Zeebrugge in Belgio gestito dall'operatore *Huberator*. Questo *hub* è stato istituito nel 1999 per volontà di 4 operatori per sfruttare le opportunità offerte in un'area a elevata concentrazione di transiti di gas (40 miliardi di m^3/anno) e ben dotata di infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Il numero degli operatori, la maggior parte grossisti, ma anche produttori, imprese elettriche e qualche grande consumatore finale, è rapidamente cresciuto a quasi 50 nel 2002. I volumi fisici trattati a Zeebrugge ammontano a oltre il 5 per cento del mercato nord europeo di riferimento, mentre i titoli finanziari sono 4-7 volte maggiori. Gli *hub* soffrono di problemi di trasparenza, sia per l'allocazione di capacità sia per le tariffe di trasporto applicate, che distinguono tra trasporti transfrontalieri e interni. Il problema è attualmente all'esame dell'Autorità di regolazione belga.

I rimanenti *hub* europei con volumi di scambio significativi, noti come *Hubco* ed *Eurohub*, sono localizzati, rispettivamente, a Emden e a Oude Statenzijl/Bunde da ambo le parti della frontiera tra la Germania e l'Olanda, in un'area abbastanza ristretta dove convergono diversi metanodotti dal Mare del Nord e dalla

terra ferma olandese e tedesca. *Hubco* è stato avviato nel novembre del 2001 da Statoil, Ruhrgas e BEB. *Eurohub*, creato da Gasunie nel febbraio del 2002, ha attualmente una decina di partecipanti. Questi due *hub* sono in concorrenza per lo stesso gas ed è difficile valutare il loro futuro. Probabilmente il loro ruolo nel mercato del gas verrà sostituito a breve dal meccanismo cosiddetto TTF (*Title Transfer Facility*) che emerge dall'introduzione del sistema di *entry exit* per l'accesso alla rete olandese di gas ad alto potere calorifico.

La promozione degli investimenti in infrastrutture di trasporto dell'energia

La promozione degli investimenti in infrastrutture di trasporto energetico, soprattutto gli interconnettori internazionali ma anche le infrastrutture interne con forti carichi di transito[6], è uno dei principali problemi che pone la liberalizzazione dei mercati. Con le privatizzazioni da un lato diminuisce il contributo pubblico agli investimenti e dall'altro gli operatori dominanti, privati dei privilegi del monopolio verticalmente integrato dalla produzione alla distribuzione finale, sono riluttanti a investire in nuove infrastrutture senza la sicurezza di poterne trarre il profitto necessario per giustificare l'iniziale elevato investimento.

Il ruolo nevralgico svolto dalle infrastrutture di trasporto per la sicurezza degli approvvigionamenti era riconosciuto già nel Trattato di Roma. La promozione delle reti transeuropee ha ricevuto rinnovato vigore nei primi anni Novanta con il Trattato di Maastricht e in relazione alla Direttiva sui transiti e successivamente alla Carta europea dell'energia. Le azioni della Commissione europea si sono intensificate verso la fine del decennio in concomitanza con l'attuazione delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE e ultimamente con il processo di allargamento dell'Unione europea. Di fronte alle sfide poste da queste tre grandi problematiche (la creazione del mercato interno dell'energia, la sicurezza degli approvvigionamenti e l'integrazione delle aree periferiche), i risultati concreti in termini di nuove infrastrutture di interconnessione internazionale costruite negli ultimi anni appaiono tuttavia alquanto scarni, anche se nuovi importanti progetti sono previsti nei prossimi tre o quattro anni.

L'intervento pubblico per il finanziamento delle infrastrutture è in genere molto limitato: i finanziamenti statali dei paesi membri corrispondono a meno del 5 per cento del costo totale, i fondi dell'Unione europea contribuiscono appena per lo 0,5 per cento e sono rivolti soprattutto agli studi di fattibilità. L'Unione europea tuttavia svolge un ruolo importante volto a: creare un "contesto favorevole" in termini di promozione della cooperazione tecnica tra gli

6 Per via di *loop flow* nella trasmissione elettrica e di congestioni nei transiti di gas.

operatori, anche promuovendo forme di partenariato tra settore pubblico e privato; semplificare le procedure amministrative attraverso la cooperazione tra gli Stati membri; individuare i più opportuni strumenti finanziari di origine comunitaria attraverso la Banca europea degli investimenti, il Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione.

Nella sua comunicazione al Parlamento e al Consiglio, *Infrastrutture europee dell'energia*, del dicembre 2001[7], recante la proposta per l'emendamento della decisione 1254/96/CE relativa alle *Linee guida* per le reti transeuropee dell'energia, la Commissione europea ha identificato le esigenze di sviluppo delle reti di energia elettrica e gas e i principali ostacoli alla loro realizzazione; ha inoltre individuato i progetti prioritari che pertanto sono meritevoli di maggiore attenzione.

L'onere e i rischi dello sviluppo di nuove infrastrutture energetiche rimangono tuttavia, per la parte prevalente, in capo alle imprese; assumono pertanto un valore imprescindibile, nel creare le più opportune condizioni per la promozione degli investimenti, il ruolo dell'Unione europea, dei governi dei paesi membri e delle Autorità di regolazione. A tale riguardo la citata comunicazione della Commissione europea ha affidato al *Council of European Energy Regulators* (CEER) (in stretta collaborazione con la Commissione europea, gli Stati membri e l'industria) la preparazione di una proposta di *Linee guida* sulla regolazione e la promozione finanziaria delle infrastrutture, al fine di valutare l'opportunità di emanare una regolazione comunitaria in materia.

Nel documento presentato dal CEER nel mese di marzo 2003, si evidenzia come le congestioni nelle reti di trasporto e la mancanza di capacità negli interconnettori ostacolino il commercio attraverso alcune frontiere, limitando la diversificazione dell'offerta, la sicurezza degli approvvigionamenti e la creazione del mercato unico europeo. Il documento identifica una serie di *Linee guida* rivolte soprattutto ai governi e alle Autorità di regolazione per favorire lo sviluppo degli investimenti. Le principali raccomandazioni alle pubbliche Autorità riguardano:

- l'eliminazione dei conflitti di interesse nelle decisioni d'investimento attraverso una opportuna separazione legale (meglio se proprietaria) tra le fasi regolate e quelle soggette alla disciplina del mercato;
- la massima diffusione possibile delle informazioni sulla disponibilità di capacità per garantire l'uso efficiente delle reti (per esempio, la pubblicazione dei piani di investimento dei gestori delle reti);

7 Commissione europea, COM (2001) 775 del 20 dicembre 2001 e 2001/0311(COD).

- l'applicazione di procedure autorizzative chiare, trasparenti, non discriminatorie ed efficienti.

Ma l'enfasi principale viene data alla definizione di un quadro regolatorio per la remunerazione degli investimenti, che minimizzi i rischi e che sia opportunamente incentivante. A questo riguardo, il CEER identifica tre possibili alternative. La prima prevede un ruolo centrale delle Autorità di regolazione e della Commissione europea nella preparazione dei progetti infrastrutturali, il cui finanziamento ed esecuzione sarebbero affidati alle imprese in base a gare concorsuali. La definizione delle priorità di investimento andrebbe effettuata a partire da criteri prestabiliti, quali la sicurezza degli approvvigionamenti, la risoluzione delle congestioni, l'apertura del mercato interno ecc. Il meccanismo di selezione non sarebbe molto dissimile da quello attualmente in uso nell'ambito del programma TEN (*Trans European Network*), ma con un maggiore coinvolgimento a valle da parte delle Autorità nazionali che avrebbero il compito di bandire le gare e di assegnare i progetti di investimento e gestione delle nuove infrastrutture al miglior offerente. Il ritorno sugli investimenti verrebbe garantito da tariffe regolate in base ai costi riconosciuti dei lavori di costruzione e operazione, la cui trasparenza ed efficienza sarebbero assicurate dalla procedura concorsuale.

Nella seconda opzione le Autorità di regolazione non svolgerebbero alcun ruolo diretto nella definizione dei progetti, che verrebbe invece gestita dalle imprese interessate in base ai segnali provenienti dal mercato. Il recupero degli investimenti sarebbe garantito in base a tariffe regolate definite a priori e, quindi, non in funzione dei costi effettivi, che possono essere distorti rispetto ai costi efficienti. In questa alternativa è evidentemente più importante la netta separazione della fase di trasporto da quelle a monte e a valle per evitare sussidi interni, ma è soprattutto fondamentale la creazione di un quadro regolatorio che faccia emergere con chiarezza le opportunità di investimento attraverso il funzionamento del mercato. Assumono pertanto un ruolo critico sia la scelta dei meccanismi di risoluzione delle congestioni sugli interconnettori e sulle reti interne, sia la definizione dei regimi tariffari per l'uso delle reti che devono essere opportunamente incentivanti.

La terza e ultima alternativa è molto simile allo sviluppo delle cosiddette *merchant line* ed è quella di gran lunga più diffusa tra gli interconnettori attualmente esistenti. In questo caso, lo sviluppo di un nuovo interconnettore, o *merchant line* interna, dipende interamente dalla libera iniziativa delle imprese e non è soggetto ad alcuna forma di regolazione, a eccezione delle normali autorizzazioni nazionali e locali. In particolare, le tariffe per l'uso delle infrastrutture da parte di terzi sono determinate in base ad accordi negoziati. Il

CEER ritiene che lo sviluppo di *merchant line* andrebbe sottoposto a un minimo di regolazione per assicurare trasparenza e non discriminazione, oltre che, più in generale, il funzionamento efficiente ai fini della creazione del mercato unico europeo.

Quasi tutte le nuove infrastrutture di interconnessione previste per i prossimi anni appartengono alla terza categoria, come, per esempio, il gasdotto tra Olanda e Regno Unito per il quale Gasunie ha recentemente aperto le sottoscrizioni di interesse. Tuttavia, negli ultimi anni diversi paesi si sono orientati verso un approccio misto tra la seconda e la terza opzione: alcuni stanno sottoponendo l'uso delle *merchant line* al vincolo *use it or lose it*; altri (tra cui Italia e Regno Unito) hanno imposto un regime che assicura, per un periodo di tempo limitato (20 anni in Italia), all'investitore l'accesso esclusivo a una quota (l'80 per cento in Italia) della capacità delle nuove infrastrutture in modo tale da garantire il recupero dei capitali investiti, favorendo allo stesso tempo la liberalizzazione del mercato.

Il commercio transfrontaliero: allocazione della capacità di trasporto e tariffe

Il commercio transfrontaliero all'interno dell'Unione europea svolge un ruolo crescente per la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. In questa ottica, carenze infrastrutturali (almeno nel breve termine) e tariffe discriminanti possono condizionare i flussi di energia attraverso le frontiere tra i vari paesi membri e impedire la libera concorrenza. Assumono pertanto un ruolo critico i meccanismi di risoluzione delle congestioni e la definizione delle tariffe per il trasporto transfrontaliero dell'energia.

Negli anni intercorsi dall'attuazione delle Direttive europee sono stati fatti molti progressi, soprattutto per l'energia elettrica; tuttavia, i meccanismi in atto risentono ancora di notevoli problemi, tra cui quello dell'insufficiente grado di armonizzazione tra i paesi membri. Le problematiche delle congestioni e delle tariffe transfrontaliere nei due settori verranno brevemente esaminate soprattutto sotto questo profilo.

Elettricità

La mancanza di armonizzazione è particolarmente evidente nel trattamento delle congestioni. All'inizio del 2003 praticamente nessun paese membro aveva ancora pienamente attuato le *Linee guida* sulla gestione delle congestioni concordate nel sesto Forum di Firenze; inoltre, la loro attuazione parziale da parte di alcuni paesi non trovava necessariamente riscontro congruente nei meccanismi di allocazione decisi dai paesi circostanti. I valori riportati nella tavola 2.22 rispecchiano la situazione esistente nel 2002 per il complesso delle intercon-

TAV. 2.24 **COERENZA DEI MECCANISMI DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI ELETTRICHE CON I PRINCIPI GUIDA DEL SESTO FORUM DI FIRENZE**

Valori in percentuale

	NEL COMPLESSO	IN FUNZIONE DELLO STATO DI CONGESTIONE			
		CONTINUO	FREQUENTE	OCCASIONALE	RARO
Incidenza sulla capacità totale di interconnessione	100,0	7,7	15,5	27,1	49,8
Incidenza dei contratti di lungo termine	14,7	50,3	41,2	4,7	6,3
Grado di coerenza(A) con i principi guida:					
Uso della capacità netta	38,8	0,0	43,1	77,7	22,3
Metodo di allocazione	39,4	0,0	62,1	73,1	20,0
Commercio di capacità	47,0	96,1	62,1	76,7	18,6
Principio *use it or lose it*	65,0	46,3	100,0	100,0	38,0
Coordinamento bilaterale	73,3	46,3	71,0	82,0	73,5
Media	52,7	37,7	67,7	81,9	34,5

(A) Il grado di coerenza è calcolato come percentuale della capacità transfrontaliera totale (e per i vari stati di congestione) che risponde ai diversi criteri.

Fonte: Commissione europea, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas markets, Commission Staff Working Paper, Brussels, 01/10/2002, SEC (2002) 1038.

nessioni tra i 15 paesi membri più Svizzera e Norvegia, con le quali esistono accordi separati. La tabella evidenzia l'elevata incidenza dei contratti di lungo termine sulle interconnessioni caratterizzate da congestioni continue o frequenti. Nel complesso la gestione delle congestioni è coerente con i principi guida per circa il 50 per cento delle interconnessioni; tuttavia, la situazione rimane per molti versi critica per le interconnessioni più congestionate.

Il confronto più importante per la concorrenza nel mercato unico riguarda il metodo di allocazione della capacità per il quale gli accordi del sesto Forum di Firenze raccomandavano l'utilizzo di meccanismi di mercato senza transazioni dirette con le imprese. Tuttavia, ancora nel 2002 oltre il 60 per cento della capacità di interconnessione veniva allocata con meccanismi pro rata o in ordine di arrivo delle richieste. Il ricorso a metodi di mercato era prossimo a zero nelle interconnessioni più congestionate. Appare relativamente basso anche l'utilizzo della capacità netta risultante dai flussi in ambo le direzioni; pure in questo caso le interconnessioni più congestionate sono quelle che meno utilizzano la capacità netta. Va inoltre evidenziato che le interconnessioni più congestionate sono anche quelle con una maggiore incidenza di contratti di lungo termine. Nel complesso l'adesione agli accordi del sesto Forum di Firenze sem-

bra diminuire parallelamente al grado di congestione, escludendo le interconnessioni raramente o mai congestionate per le quali il problema dell'allocazione della capacità ancora non esiste.

Dall'1 marzo e fino alla fine del 2002 è stato sperimentato un meccanismo provvisorio di regolazione dei transiti che prevedeva una tariffa unica a livello europeo di 1 €/MWh ed escludeva solo i paesi scandinavi del *Nordpool*, le isole britanniche e la Grecia. Tale tariffa, unica per tutto il territorio attraversato, sostituiva il precedente meccanismo basato sulla somma dei corrispettivi per l'uso delle reti in ogni singolo paese e rappresentava pertanto un notevole incentivo al commercio intereuropeo di elettricità. Durante la maggior parte del 2002 il compenso medio ai gestori di rete per il trasporto transfrontaliero era inferiore a 0,2 €/MWh con punte più basse di 0,5 €/MWh, tranne che in un solo caso superiore a 1 €/MWh. Tale compenso va confrontato con una tariffa di trasmissione per un tipico grande consumatore (potenza installata di 15 MW e consumo annuo di 50 GWh) che varia tra 3,5 e 14 €/MWh. Il meccanismo in atto nel 2002 comportava in genere un aggravio trascurabile per l'utente finale; tuttavia implicava anche possibili, a volte gravi, distorsioni nella distribuzione dei ricavi tra i vari gestori di rete, in quanto non rifletteva adeguatamente l'uso reale delle loro reti (incluso i *loop flow*).

Il meccanismo definitivo, introdotto dall'1 gennaio 2003, rappresenta un miglioramento significativo sotto il profilo della trasparenza, ma risolve il problema dell'attribuzione dei costi solo in modo parziale. Il metodo identifica per ogni paese la "rete orizzontale" in modo da includere tutti i tratti interessati da flussi di transito maggiori di 1 MW. La distribuzione dei transiti tra le varie reti viene determinata in base alla media oraria del valore minimo tra i flussi di import e di export. I costi dell'utilizzo delle varie reti vengono calcolati sul capitale investito netto (*Regulatory Asset Base* o RAB). Il recupero dei costi viene effettuato attraverso tre voci: un corrispettivo per il flusso di energia in transito; un compenso di 0,5 €/MWh applicato all'esportazione netta di energia; un ulteriore compenso da allocare in proporzione all'energia esportata dai gestori delle reti nel caso che le prime due voci non siano sufficienti a coprire il costo dell'uso delle reti. L'attribuzione dei costi e dei ricavi viene effettuata a posteriori in base ai dati orari effettivi, raccolti dai gestori di rete a partire dall'1 gennaio 2003.

La metodologia in atto per il 2003 è centrata sui transiti di energia e non riflette nel modo più adeguato i costi indiretti causati dai riflessi di detti transiti sulle reti di altri paesi (o sulle reti di altri gestori del paese). Il meccanismo presenta anche altri limiti, tra cui uno dei più importanti riguarda l'assenza di segnali localizzativi nei corrispettivi applicati alle esportazioni. In generale, risulta evidente che l'allocazione dei ricavi per l'uso delle reti non potrà essere

equa in mancanza di una opportuna armonizzazione dei metodi di determinazione tariffaria all'interno del mercato unico. Ciò riguarda soprattutto la diversità delle metodologie utilizzate nei paesi membri per la determinazione del RAB, che introducono distorsioni dal lato sia dei costi sia dei ricavi e, in via correlata, l'allocazione dei costi di trasmissione tra generatori e carichi (G e L).

Gas

Un sommario esame dell'utilizzo delle capacità di trasporto di gas attraverso le frontiere dei paesi membri indica che problemi di congestione non dovrebbero in genere costituire un ostacolo al commercio internazionale. Il GTE (*Gas Trasmissione Europe*) valuta che su un totale di 59 punti di attraversamento di frontiera, 25 possono considerarsi perennemente saturi, 20 risultano congestionati una parte del tempo, mentre 14 hanno sempre quote di capacità disponibile. La valutazione della disponibilità di capacità per il trasporto transfrontaliero è tuttavia resa difficile per l'assenza di uniformità nelle metodologie di calcolo della capacità utilizzata.

Un problema rilevante a tale riguardo è la mancanza di trasparenza nelle procedure per il rilascio di capacità predisposte da parte dei trasportatori internazionali. La maggior parte delle infrastrutture di trasporto transfrontaliero di gas fa parte di sistemi di trasporto su lunghe distanze dai paesi produttori e non è attualmente soggetta a regolazione da parte di alcun paese membro. Molto più che nel settore elettrico la capacità di questi metanodotti è impegnata da contratti per il trasporto pluriennale di gas con clausole del tipo *take or pay*, indipendentemente dall'uso effettivo della capacità. In seguito all'esito positivo del ricorso della società Marathon contro Thyssengas presso la Corte europea e più recentemente contro Gasunie presso la Commissione europea, sta aumentando la sensibilità delle compagnie di trasporto verso il rilascio di capacità non utilizzata e la maggior parte dei paesi membri ha introdotto il principio *use it or lose it* nella propria regolazione. Rimane tuttavia in buona parte irrisolto il problema del rilascio di capacità sui metanodotti di transito.

Differenze tra paesi confinanti nelle procedure di prenotazione della capacità di trasporto contribuiscono a complicare ulteriormente il commercio del gas. Analogamente alle tariffe, discusse in seguito, esistono tre principali metodologie per l'allocazione della capacità disponibile. La maggior parte dei paesi membri fa ricorso a denominazioni punto a punto su periodi lunghi e con condizioni in genere inflessibili che scoraggiano soprattutto i nuovi entranti con forniture minori. Altrettanto penalizzante per il commercio internazionale sono le diversità delle procedure di bilanciamento esistenti tra i due lati delle frontiere.

Il trasporto transfrontaliero del gas si distingue da quello dell'energia elettrica soprattutto per l'inferiore grado di magliatura delle reti e per l'esistenza di

TAV. 2.25 **GESTIONE DELLE CONGESTIONI E STRUTTURA DELLE TARIFFE DI TRASPORTO NEL SETTORE DEL GAS**

	DENSITÀ DELLA RETE AD ALTA PRESSIONE (KM/1000 KM²)	STRUTTURA TARIFFARIA	PRENOTAZIONE DELLA CAPACITÀ	ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ	UTILIZZO DELLA CAPACITÀ TRANSFRONTALIERA (%)
Austria	62,1	punto a punto	n.d.	ordine di arrivo	non applicabile
Belgio	119,4	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	50
Danimarca	33,5	francobollo	punto a punto	ordine di arrivo	77
Finlandia	3,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	63,2	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	68
Germania	165,3	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	33
Grecia	7,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	18,1	*entry exit*	punto a punto	n.d.	33
Italia	101,3	*entry exit*	*entry exit*	pro rata	69
Lussemburgo	106,7	francobollo	non necessaria	non necessaria	n.d.
Olanda	282,9	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	23
Portogallo	10,4	n.d.	n.d.	n.d.	77
Spagna	24,3	francobollo	*entry exit*	ordine di arrivo	42
Svezia	1,3	francobollo	non necessaria	non necessaria	n.d.
Regno Unito	78,5	*entry exit*	*entry*	asta	54

Fonte: Commissione europea, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas markets, Commission Staff Working Paper, Brussels, 01/10/2002, SEC (2002) 1038.

direttrici di trasporto su lunghe distanze, che contribuiscono a oltre il 60 per cento della movimentazione totale di gas nelle reti dei paesi membri. Il numero molto ridotto di punti di entrata del gas sul territorio dell'Unione europea e la presenza di reti dedicate con solo limitati raccordi tra di loro ostacolano l'applicazione di metodologie uniformi all'interno del mercato unico, come nel settore elettrico. Solamente il forte potenziamento dei canali di approvvigionamento e dei sistemi di trasporto potrà nel futuro permettere al gas, iniettato ai punti di entrata nel territorio dell'Unione europea, di comportarsi come in un sistema quasi elettrico con spostamenti fisici minori. Allo stato attuale e per molti anni a venire sarà pertanto difficile evitare il fenomeno del *pancaking* delle tariffe di trasporto nei singoli paesi attraversati.

Nel settore del gas più che nel settore elettrico prevalgono, nei diversi paesi

membri, metodologie tariffarie differenziate che contribuiscono a ostacolare ulteriormente il commercio all'interno del mercato unico. Ai problemi di uniformità nella definizione del capitale investito, utilizzata nel calcolo delle tariffe di trasporto regolamentate, si sovrappongono differenze nel trattamento topologico dei flussi sul territorio con l'uso di tariffe punto a punto, *entry exit* e di tipo francobollo. Le tre metodologie hanno meriti diversi a seconda del grado di magliatura della rete e in alcuni paesi (per esempio, Italia e Regno Unito) convivono più metodologie in funzione dell'area coinvolta nel trasporto.

Diversamente dall'energia elettrica, il trasporto di gas richiede in genere spostamenti fisici dal punto di entrata al punto di uscita e ciò è tanto più vero quanto meno magliata è la rete di trasporto. Nelle aree caratterizzate da una elevata densità di reti e con molti punti di entrata e uscita, può essere opportuno l'utilizzo di una tariffa francobollo, mentre all'altro estremo, in aree con poche linee di trasporto e flussi in genere unidirezionali, è spesso più adatta una tariffa di tipo punto a punto. Il Forum di Madrid ha raccomandato l'uso di tariffe *entry exit* anche perché facilmente riconducibili a questi due casi estremi. Tuttavia, le scelte dei paesi membri non sembrano ancora decisamente orientate a tale principio; infatti, tariffe punto a punto sono spesso in vigore nei paesi con la più elevata densità di reti di trasporto ad alta pressione (Olanda, Germania e Belgio) e viceversa diversi paesi con bassa densità utilizzano tariffe francobollo (Danimarca, Spagna e Svezia).

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

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

La Commissione europea, nel marzo 2001, ha ricevuto dal Consiglio dei ministri dell'Unione europea di Stoccolma un invito a trovare soluzioni più compatibili con le esigenze dei paesi membri per accelerare la creazione del mercato unico dell'energia, anche alla luce di una ricognizione sullo stato di attuazione delle due Direttive sul mercato interno dell'elettricità e del gas (96/92/CE e 98/30/CE). La Commissione europea ha pertanto elaborato, nel corso del 2001, due proposte di modifica delle precedenti Direttive e una di regolamento sulle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri.

Il 13 marzo 2002 il Parlamento europeo, relativamente alle proposte di modifica, ha approvato una serie di emendamenti durante la cosiddetta "prima lettura" (secondo la procedura di codecisione); si è inoltre mostrato sostanzialmente in accordo con la Commissione europea e in qualche caso ha adottato posizioni fortemente pro competitive sottolineando, per esempio, una forte necessità di maggiore concorrenza dal lato dell'offerta.

Il 15 e il 16 marzo 2002 si è svolto a Barcellona il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, durante il quale sono state discusse le proposte di modifica delle Direttive; dalle conclusioni sono emersi i seguenti punti di accordo:

- libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori diversi da quelli domestici a partire dal 2004;
- separazione del trasporto e della distribuzione dalla produzione e dalla fornitura;
- accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate;
- istituzione in ciascun Stato membro di una funzione di regolazione indipendente.

Il 7 giugno 2002 la Commissione europea ha presentato una nuova versione delle proposte di Direttive, tenendo in debita considerazione le conclusioni di Barcellona e gli emendamenti votati del Parlamento europeo. Tali versioni hanno evidenziato elementi di novità che riguardano i seguenti aspetti:

- adozione di misure atte a garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta; ciò allo scopo di ridurre il rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori, e allo stesso tempo di tutelare e proteggere i piccoli consumatori;
- accesso alla rete in modo trasparente, senza discriminazioni, e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti; promozione degli investimenti da parte degli

investitori sulle reti;

- istituzione obbligatoria da parte di ogni Stato Membro di Autorità di regolazione del settore energetico e assegnazione di competenze minime rispetto a:
  - approvazione o fissazione delle metodologie di calcolo delle tariffe di trasporto e distribuzione, dei termini e delle condizioni delle tariffe per il sistema di bilanciamento del gas e dell'elettricità;
  - *reporting* pubblico sulla struttura del mercato, concentrazione, posizioni predatorie e anticompetitive;
  - monitoraggio della concorrenza effettiva;
  - monitoraggio sulle informazioni aggregate, pubblicate da parte dei gestori delle reti, riguardanti le interconnessioni, l'utilizzo della rete, e le allocazioni di capacità alle parti interessate;
  - monitoraggio tariffario (attenzione ai sussidi incrociati);
- *reporting* pubblico trimestrale (attualmente annuale) sulle importazioni di elettricità;
- rilevanza della funzione del gestore della rete, che deve decidere in modo efficiente sulla manutenzione e lo sviluppo della rete, oltre che fornire l'accesso a condizioni trasparenti e non discriminatorie;
- definizione di metodologie tariffarie di trasporto e distribuzione (pubblicate) trasparenti e non discriminatorie;
- 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;
- creazione da parte della Commissione europea di un organismo consultivo che abbia come obiettivo quello di incoraggiare e coordinare la cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione dei paesi membri dell'Unione europea; ciò al fine di promuovere lo sviluppo del mercato interno dell'elettricità e del gas, e di portare a effettiva applicazione sia le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE sia il regolamento sugli scambi transfrontalieri;
- esame tempestivo delle condizioni di equilibrio tra domanda e offerta di energia, tenendo conto delle capacità fisiche di trasporto tra zone di eccedenza e di deficit; ciò al fine di adottare misure adeguate con sufficiente anticipo per garantire sicurezza dell'approvvigionamento;
- promozione di misure di efficienza e risparmio energetico attraverso incentivi fiscali e il perseguimento di precisi obiettivi (sottolineando il ruolo delle attività di comunicazione e marketing); inoltre un richiamo agli aspetti di tutela ambientale;
- definizione di iniziative e misure volte, da un lato, a favorire la reciprocità delle condizioni d'accesso alle reti dei paesi terzi e dall'altro a limitare

distorsioni della concorrenza derivanti da importazioni da paesi extra Unione europea;

- ammissibilità dei contratti *take or pay* di lungo termine per la fornitura di gas nei paesi membri e in accordo con gli obiettivi della Direttiva 98/30/CE;
- introduzione, tra gli obblighi di servizio pubblico (sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture), anche della protezione dell'ambiente (richiamo ai mutamenti climatici), dell'efficienza energetica e infine della ricerca e dello sviluppo;
- trasparenza e non discriminazione dei costi sostenuti per la connessione di nuovi impianti di energia rinnovabile; senza dimenticare le caratteristiche specifiche, i costi e i benefici derivati dalla connessione di impianti di energia rinnovabile e cogenerazione.

In data 26 Settembre 2002 il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, in seguito alla procedura di codecisione, ha pubblicato una prima versione della sua posizione relativa alle proposte di Direttive, e quindi ancora soggetta a modifica. Di tale lavoro si è discusso al Consiglio dell'energia del 4 ottobre e durante questo incontro si è registrato il consenso da parte dei governi degli Stati Membri riguardo la maggior parte degli articoli della proposta del 26 settembre 2002. Tuttavia su alcuni aspetti non si è raggiunto un definitivo accordo: *unbundling*, protezione dei consumatori ed *energy labelling*, accesso agli impianti di stoccaggio, apertura del mercato per i clienti domestici.

Infine in data 3 febbraio 2003, il Consiglio dei ministri ha adottato una posizione comune sulle proposte di Direttive. Essa recepisce i principali elementi della proposta della Commissione europea in data 7 giugno 2002, accogliendo quasi tutti gli emendamenti del Parlamento in forma identica o comunque senza modificarne la sostanza. Gran parte dei cambiamenti inseriti dal Consiglio dei ministri consolidano o chiariscono la proposta della Commissione europea, senza alterarne la sostanza. Tuttavia, esistono alcune differenze rispetto alla proposta della Commissione europea. Esse riguardano in particolare il rinvio dell'apertura totale del mercato al luglio 2007 (invece del 2005 proposto dalla Commissione europea e appoggiato dal Parlamento) e il rinvio al luglio 2007 (invece dell'1 gennaio 2004 proposto dalla Commissione europea e appoggiato dal Parlamento) dell'istituzione della tariffazione separata per i gestori dei sistemi di distribuzione.

L'approvazione definitiva delle proposte di Direttive, dopo un'ultima lettura in sede di Parlamento europeo, dovrebbe avvenire entro l'estate 2003 e la loro entrata in vigore sarà a partire dall'estate 2004.

Le attività del CEER

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 di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di posizioni comuni per l'attuazione delle Direttive per un mercato unico dell'energia. Oggi al CEER aderiscono 14 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia, Gran Bretagna, Irlanda del Nord) e uno dell'Area economica europea (Norvegia).

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.

Il CEER è organizzato attraverso 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, nei quali il CEER ha sempre avuto un ruolo propositivo essenziale. Sono costituiti gruppi di lavoro relativi a: elettricità, gas, confronto internazionale dei prezzi, tassazione e ambiente, qualità dei servizi, sicurezza dell'offerta, infrastrutture energetiche, nuovi Stati membri, Europa sud orientale.

Tutte le posizioni sono approvate dal suo Consiglio (CEER *Board*), costituito dai Presidenti delle Autorità nazionali di regolazione aderenti o da loro rappresentanti. Tra aprile 2002 e marzo 2003 il CEER *Board* si è riunito otto volte.

Al fine di coordinare in modo più efficace la propria attività, anche in vista della creazione del Comitato consultivo dei regolatori che la Commissione europea intende istituire nell'ambito del regolamento sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica, il CEER si è dotato di un ufficio tecnico collocato a Bruxelles, presso il quale sono attualmente distaccati tre funzionari tra cui uno dell'Autorità.

Il CEER mantiene inoltre relazioni di collaborazione con altre istituzioni europee e internazionali come il Parlamento europeo, l'AIE, le associazioni delle Autorità di regolazione del Nord America e dell'America Latina (NARUC, *National Association of Regulatory Utility Commissioners*; CAMPUT, *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*; ARIAE, *Asociación Iberoamericana de Entitades Reguladoras de la Energía*) e dei paesi dell'Europa orientale (ERRA, *Energy Regulators Regional Association*).

Sono proseguiti i rapporti di collaborazione e raccordo tecnico con il Ministero federale dell'economia e del lavoro (*Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit*) e con l'Ufficio federale *antitrust* (*Bundeskartellamt*) della Germania in vista della costituzione di un regolatore anche in questo paese, prevista dalle Direttive ora in fase finale di approvazione.

Si sono intensificate le relazioni con i regolatori dei nuovi Stati membri e con gli altri paesi candidati, per i quali c'è l'apposita *task force*. Sono stati organizzati un seminario comune (Vienna, 26-27 giugno 2002) e un corso di formazione sulla regolazione del mercato elettrico destinato a giovani funzionari, in collaborazione con ERRA (Budapest, 2-7 febbraio 2003).

Le 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 di liberalizzazione dei mercati energetici; il loro scopo è 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 sulle principali barriere alla concorrenza di rilevanza transnazionale: in essi la regolamentazione è ricercata 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 le fondamentali informazioni necessarie al progresso degli obiettivi comunitari di liberalizzazione dei mercati, e valuta i casi in cui la regolazione consensuale non è sufficiente e deve essere integrata da regolamenti formali, come nel caso degli scambi internazionali di energia elettrica.

Vi sono attualmente 3 Forum che si riuniscono normalmente con cadenza semestrale:

- il Forum di Firenze per l'energia elettrica, che dalla sessione di ottobre 2002 si riunisce a Roma ed è organizzato dall'Autorità;
- il Forum di Madrid per il gas;
- il Forum di Atene per lo sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica nell'Europa sud orientale.

L'Autorità ha partecipato alle riunioni del nono Forum europeo di regolazione dell'energia elettrica, svoltosi a Roma il 17 e il 18 ottobre 2002, del sesto Forum europeo per la regolazione del gas tenutosi a Madrid il 30 e il 31 ottobre 2002 e del primo Forum di regolazione dell'energia elettrica nell'Europa sud orientale, tenutosi ad Atene il 12 e il 13 giugno 2002.

Forum di Firenze

Nel nono Forum di Firenze, l'Associazione europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ETSO) ha presentato una proposta di revisione del meccanismo vigente di compensazione tra i gestori stessi, relativo agli scambi transfrontalieri, destinato ad avere effetto dall'1 gennaio 2003. Tale sistema è applicato alle reti interessate da scambi e transiti internazionali, definite dai gestori, ed è basato sui costi stabiliti dalle Autorità nazionali di regolazione. La tariffa di esportazione risulta ridotta del 50 per cento rispetto all'anno precedente, al livello di 0,50 €/MWh. La proposta è stata accettata in via provvisoria dai governi, dalla Commissione europea e dal CEER in ragione di tale riduzione e di una migliore definizione della rete interessata rispetto al 2002; tuttavia secondo il CEER non si tratta di una soluzione ottimale. Per un'approvazione formale, sono state richieste ulteriori informazioni sui metodi di calcolo dei flussi e sui costi imputati. Inoltre, la tariffa di esportazione residua è considerata contraria ai principi di corrispondenza ai costi dei sistemi tariffari e deve in prospettiva essere eliminata.

Le persistenti difficoltà nel raggiungimento dell'accordo hanno spinto il CEER, la Commissione europea, i rappresentanti di produttori, *trader* e consumatori, oltre che quasi tutti gli Stati membri, a sottolineare la necessità di un regolamento comunitario in materia, sul quale il Consiglio europeo ha poi raggiunto una maggioranza il successivo 25 novembre.

A seguito di una presentazione del CEER, il Forum ha osservato come il sistema di compensazione ipotizzato offra solo in piccola parte ai mercati gli opportuni segnali circa la migliore localizzazione della produzione e dei consumi. A questo scopo occorre sviluppare l'armonizzazione dei sistemi tariffari nazionali, prevedendo precisi segnali per i produttori e i consumatori circa la migliore localizzazione. Attualmente il sistema tariffario fornisce solo segnali di breve medio termine, utili al commercio ma non agli investimenti di produttori, consumatori e trasportatori. Un sistema appropriato di tariffe di accesso alla rete deve essere basato su tariffe imputate ai produttori differenziate tra le aree, in relazione al bilancio tra produzione e consumo dell'area interessata. Altri problemi derivano dalla difformità dei contributi di allacciamento dei generatori, dei livelli di trasparenza tecnica, dei piani di eliminazione delle congestioni, dei metodi di incentivazione delle fonti rinnovabili, della tassazione.

Il Forum ha impegnato le varie parti, tra cui in primo luogo il CEER, allo sviluppo dei sistemi in vista dell'eliminazione dei rimanenti ostacoli a un mercato unico, tale da rappresentare un terreno di confronto equilibrato (*level playing field*) per i diversi operatori.

Al nono Forum hanno partecipato rappresentanti russi nell'ambito del dialogo tra l'Unione europea e la Federazione russa sull'energia. Sono stati illustrati gli sviluppi in materia di apertura del mercato russo e le prospettive di un'integrazione dei sistemi russo ed europeo, basati su concezioni tecniche notevolmente differenti.

I meccanismi di risoluzione delle congestioni presenti nell'area dell'Unione europea e dei paesi scandinavi sono tuttora assai difformi. Il Forum ha valutato positivamente le proposte del CEER per alcuni principi fondamentali: efficienza economica e invio di segnali appropriati per il dispacciamento; concorrenzialità e non discriminazione; trasparenza delle informazioni necessarie; massimo utilizzo della capacità disponibile, nel rispetto di livelli accettabili di sicurezza delle reti. I ricavi delle procedure risolutive, ottenibili solo in caso di effettiva congestione, non devono essere utilizzati in modo da disincentivare il gestore della rete a ridurre la congestione stessa.

Infine il Forum ha registrato e auspicato la continuazione dei lavori riguardo agli standard di sicurezza e affidabilità delle reti e di quelli del CEER circa le condizioni di regolazione per lo sviluppo delle infrastrutture. Ha considerato favorevolmente le proposte del CEER per un'evoluzione armonica dei criteri relativi alla sicurezza dell'offerta, che in un sistema sempre più integrato non possono che richiedere un approccio comune. Ha auspicato lo sviluppo delle transazioni con i paesi terzi sulla base di strutture di mercato equivalenti e standard comparabili di protezione ambientale.

Forum di Madrid

Il sesto Forum di Madrid ha preso le mosse dall'osservazione di un progresso minore della liberalizzazione per il gas rispetto a quella dell'energia elettrica, caratterizzato da difficoltà nell'accesso non discriminatorio alle infrastrutture e da benefici ancora modesti per i consumatori.

Il Forum concorda sulla necessità di definire strutture tariffarie in base al principio di sussidiarietà. Tuttavia, il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori, i *trader* e i distributori convengono sul fatto che un sistema tariffario di tipo *entry exit*, pur tenendo conto delle differenze nazionali, favorisce lo sviluppo della concorrenza. Occorre quindi promuovere una convergenza dei sistemi tariffari, in modo da evitare l'accumulazione di tariffe di trasporto (*pancaking*) non giustificata da effettivi costi. Le Autorità nazionali competenti sono invitate a promuovere l'adozione di tariffe di tipo *entry exit* appena possibile. Qualora ciò non avvenga, devono essere

indicate chiaramente le ragioni, muovendosi contemporaneamente nella direzione della maggior coerenza possibile con le tariffe applicate in altri paesi. Il CEER è invitato a presentare al più presto un percorso di avvicinamento con indicazioni pratiche per l'adattamento delle tariffe esistenti a un sistema di tipo *entry exit*, in vista di una ragionevole integrazione e armonizzazione europea dei sistemi tariffari.

Il Forum sottolinea l'esigenza di assicurare la non discriminazione nell'accesso alle informazioni sull'uso dei sistemi. Le capacità disponibili devono essere pubblicate, secondo il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori, i *trader* e i distributori, non più tardi dell'1 gennaio 2003. Qualora in via eccezionale ciò non avvenga per ragioni di confidenzialità, le ragioni vanno motivate e comunicate alle competenti Autorità nazionali e alla Commissione europea, assumendo al tempo stesso le misure alternative disponibili meno restrittive.

Il Forum ha adottato vari principi in materia di allocazione delle capacità, gestione della congestione e interrompibilità, pubblicità ed efficienza economica dei meccanismi scelti nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, previsione di segnali adeguati circa l'uso del sistema, utilizzo di eventuali ricavi in modo da evitare disincentivi alla rimozione delle congestioni, commerciabilità della capacità acquisita, contenimento del potere di mercato, pubblicazione trasparente e tempestiva delle informazioni necessarie, compatibilità con i meccanismi di mercato esistenti e adattamento a quelli in corso di sviluppo, promozione dell'interoperabilità dei sistemi, adozione di misure contro l'accaparramento delle capacità, rilascio di capacità nel lungo termine ove necessario.

Il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori e i *trader* hanno sottolineato il ruolo dei servizi interrompibili nello sviluppo della concorrenza e della liquidità dei mercati, e per l'efficienza nell'uso delle reti. Pertanto tali servizi dovrebbero risultare disponibili anche in presenza di capacità non interrompibile, pur evitando tariffe discriminatorie in relazione a servizi simili.

Le *Linee guida di buona condotta* (*Guidelines for Good Practice*), adottate nel quinto Forum (febbraio 2002), hanno svolto un ruolo importante nello sviluppo dell'accesso non discriminatorio alle reti; tuttavia il progresso non è stato uniforme in tutti gli Stati membri, dato che un primo rapporto ha rivelato diversi casi di mancato rispetto di molti dei requisiti indicati nelle *Linee guida*. Si sono verificati, infatti, incertezze nell'interpretazione, differenze tra i gestori dei sistemi di trasporto nell'applicazione, e in alcuni casi addirittura il superamento delle stesse *Linee guida*. Pertanto, il Forum ha invitato il CEER e il GTE a concordare una versione aggiornata delle *Linee guida* attraverso un apposito gruppo di lavoro, sulla base di una proposta della Commissione euro-

pea. Tuttavia, a marzo 2003, non si è ancora raggiunto un accordo su tale revisione. La Commissione europea prosegue nel lavoro di sorveglianza riguardo all'applicazione delle *Linee guida* esistenti.

Il Forum ha considerato un programma di sviluppo dell'interoperabilità delle reti definito da EASEE (*European Association for the Streamlining of Energy Exchange*) – Gas, sollecitando tutte le parti a contribuire e approvando il relativo piano d'azione. Ha invitato il CEER a preparare un valutazione del contributo che tariffe di tipo *entry exit* possono dare allo sviluppo di mercati organizzati (*hub*). Ha esaminato il lavoro di valutazione del potenziale produttivo destinato all'Europa, sia interno sia esterno, considerando in particolare il contributo russo, nell'ambito del dialogo tra l'Unione europea e la Russia sull'energia.

Forum di Atene

Assai differente è l'attività del Forum di Atene, volta allo sviluppo di un mercato elettrico, e in un futuro prossimo anche del gas, integrato nell'Europa sud orientale, destinato a fondersi con quello dell'Unione europea.

L'Unione europea è impegnata da diversi anni, attraverso il Patto di stabilità per i Balcani, a creare una prospettiva di entrata anche per quei paesi colpiti da drammatici sviluppi bellici: Croazia, Bosnia ed Erzegovina, Serbia e Montenegro, Repubblica ex Yugoslava di Macedonia, Albania. In quest'area sono poi presenti un paese membro, la Grecia, due paesi candidati all'adesione nell'Unione europea nel 2007, la Bulgaria e la Romania, e la Turchia; partecipano inoltre come osservatori l'Austria, l'Italia, la Moldavia, la Slovenia e l'Ungheria. In questo quadro, assume rilievo l'idea di costituire un mercato integrato di tali paesi, da formarsi secondo i principi di liberalizzazione e di rispetto dell'ambiente accettati nell'Unione europea. Dato lo scenario non ottimale riguardante la situazione economico finanziaria, il livello tecnologico, la cultura amministrativa e lo stato delle infrastrutture, risulta essere di particolare importanza in questa regione il ruolo dei *Donor* rappresentati da USAID, SEETEC (Canada), dell'Unione europea, delle istituzioni finanziarie internazionali (*World Bank*, *European Bank of Reconstruction and Development* – EBRD ecc.), delle società di consulenza internazionali. Accanto a tali operatori si ritrovano i rappresentanti dei paesi aderenti e il CEER, in stretta collaborazione con i regolatori già istituiti in diversi paesi della regione, i rappresentanti dei gestori delle reti (SETSO), l'industria elettrica, i rappresentanti dei consumatori e dei *trader*.

Il Forum, presieduto dalla Commissione europea, si è riunito per la prima volta a Lagonisi (Atene) il 12 e il 13 giugno 2002. Nel corso della riunione è stata approvata una proposta di *Memorandum* d'intesa tra gli Stati della regione per dar vita al processo di integrazione e liberalizzazione dei rispettivi mercati, di cui il Forum di Atene è momento essenziale; è stata inoltre accettata una ipo-

tesi di documento strategico che definisca obiettivi, organi e strumenti del processo. Entrambi i documenti proposti sono stati approvati in un incontro dei ministri competenti ad Atene (15 novembre 2002). Tutt'oggi sono in corso le ratifiche da parte dei vari Stati, mentre sono state avviate varie attività settoriali, incluse quelle di ripristino e potenziamento delle infrastrutture, con l'obiettivo di procedere alla prossima sincronizzazione delle reti elettriche della regione con l'area UCTE dell'Europa centro occidentale (da completarsi con il secondo Forum del 26-27 marzo 2003).

Dal 24 al 27 marzo, contemporaneamente al Forum di Atene (26 e 27 marzo), ha avuto luogo a Roma la *Energy Week*, durante la quale si sono svolti diversi e importanti incontri: la riunione dei *Donors*, del *Permanent High Level Group*, delle *task force* sui Balcani del CEER e di ETSO (SETSO). La Commissione europea ha presentato un piano per la creazione di un mercato del gas regionale nel Sud Est Europa al *Permanent High Level Group*, con l'obiettivo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, la diversificazione delle fonti e la creazione di un unico quadro regolatorio stabile. Inoltre la Commissione europea ha suggerito al Forum di inserire nei suoi lavori gli aspetti riguardanti il mercato del gas. Il Forum ha accolto con favore l'iniziativa e ha deciso di rinominarsi Forum di Atene dell'energia (*Athens Energy Forum*). Il *Memorandum of Understanding* approvato lo scorso novembre 2002 ha subìto durante il Forum una variazione importante: l'Italia ha infatti proposto di entrare come paese aderente anziché osservatore. Obiettivo ultimo è quello di trasformare a breve il *Memorandum of Understanding* in trattato vincolante, sul modello dei Trattati dell'Unione europea, e di approvarlo durante il semestre di presidenza italiana, possibilmente il prossimo novembre 2003.

Sono stati presentati inoltre diversi esercizi di *benchmarking*: quello della Commissione europea che riguarda aspetti di mercato, la *Peer Review* che considera gli elementi istituzionali, quello di USAID che ha presentato vari modelli di regolazione, e infine quello di ETSO che ha mostrato un'analisi della situazione dei gestori di trasmissione esistenti e un modello di gestore di trasmissione standard nell'area. Tuttavia il Forum ha concluso che un *benchmark* di regolazione standard dovrà essere sviluppato dal CEER, che lo presenterà al prossimo Forum; tale lavoro sarà compiuto dalla *task force* istituita dal CEER, di cui fanno parte i suoi regolatori e quelli dei paesi balcanici.

Il Forum ha accolto i documenti della *task force* del CEER riguardanti gli aspetti istituzionali, i meccanismi di scambio transfrontaliero, le congestioni e l'allocazione di capacità; ha inoltre invitato SETSO a presentare una proposta concreta, in stretta collaborazione col CEER, concernente il meccanismo di compensazione tra i gestori della rete nell'ambito delle attività di scambio transfrontaliero tra i paesi balcanici.

Per quanto riguarda gli aspetti di mercato, il Forum ha accolto il documento di lavoro della *task force* del CEER riguardante un modello di mercato per l'area balcanica. La Commissione europea ha avuto mandato dal Forum di sviluppare un documento sugli aspetti di mercato in collaborazione con CEER, UCTE ed ETSO da discutere al prossimo *Permanent High Level Group* di giugno 2003.
Infine, per ciò che riguarda gli aspetti infrastrutturali e di investimento, il Forum ha concluso che dell'approccio concreto a questo problema dovrà occuparsi la Banca mondiale, supportata dalla Commissione europea alla quale spetterà finanziarlo.

Il processo di liberalizzazione nei nuovi paesi membri

Paesi entranti nell'Unione europea

Il 14 aprile di quest'anno è stata pubblicata la versione aggiornata del *Secondo rapporto di benchmarking* della Commissione europea (la prima versione risale all'ottobre 2002), che descrive gli sviluppi del processo di liberalizzazione per il settore dell'energia dei paesi dell'Unione europea. Tra le novità del rapporto, in parte già esposto all'inizio di questo capitolo, vi è un'analisi preliminare dei processi di liberalizzazione in atto sia nei paesi che entreranno nell'Unione europea in due differenti fasi (Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria, Slovenia, Romania, Bulgaria, Cipro e Malta), sia in quelli che stanno negoziando il loro ingresso (Turchia). Il rapporto è il risultato di un'indagine condotta sulla base di un questionario che la Commissione europea ha inviato ai governi e ai regolatori dei paesi membri e dei nuovi paesi entranti. Inoltre, in allegato, viene descritto lo stato delle riforme per il settore dell'elettricità nei paesi del Sud Est Europa.
Nei paesi nuovi entranti esistono ancora significative differenze nell'apertura del mercato, sia per il settore elettrico sia per quello del gas; ciò implica minore competitività, prezzi alti, inefficienze, bassa qualità del servizio offerto, oltre al fatto che gli effetti negativi si traducono in una minore possibilità da parte dei consumatori e delle piccole imprese di godere dei benefici della liberalizzazione, consentendo inoltre sussidi incrociati ai grossi monopolisti spesso verticalmente integrati.
In particolare, per il settore elettrico (Tav. 2.26) i problemi principali si traducono in:

- disparità di tariffe di accesso alle reti tra gli operatori, dovuta a scarsa trasparenza, derivante da insufficiente separazione delle attività della filiera verticalmente integrate e a un'attività di regolazione inefficiente;
- alto livello del potere di mercato delle imprese di generazione associato sia a una scarsa liquidità dei mercati all'ingrosso sia a un sistema di bilancia-

TAV. 2.26 **IL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI NUOVI ENTRANTI**

PAESI	APERTURA DEL MERCATO IN %	SEPARAZIONE DELLE ATTIVITÀ DELL'OPERATORE DI TRASMISSIONE	REGOLAZIONE	% DI CAPACITÀ DEI 3 PIÙ GRANDI OPERATORI
Estonia	10	*management*	*ex ante*	98 (1)
Lettonia	11	giuridico	*ex ante*	95 (1)
Lituania	21	giuridico	*ex ante*	98 (2)
Polonia	51	giuridico	*ex ante*	47
Repubblica Ceca	30	giuridico	*ex ante*	77
Slovacchia	41	giuridico	*ex ante*	80 (1)
Ungheria	30	contabile	n.d.	sconosciuto
Slovenia	64	giuridico	*ex ante*	90
Romania	33	giuridico	*ex ante*	70
Bulgaria	15	contabile	*ex ante*	61
Turchia	23	giuridico	*ex ante*	65
Cipro	0	*management*	*ex ante*	100
Malta	0	deroga	n.d.	100

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

mento che impedisce di fatto l'entrata di nuovi operatori;

- insufficienti infrastrutture di interconnessione e numerosi punti di congestione con metodi insoddisfacenti di allocazione della capacità.

Tuttavia, tra i paesi nuovi entranti alcuni hanno fatto progressi notevoli: Slovenia, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria e Romania registrano a oggi un grado di apertura del mercato sopra il 30 per cento. Un freno importante risulta essere la situazione di monopolio dal lato dell'offerta di generazione di energia elettrica; ciò è spesso dovuto alle piccole dimensioni dei mercati in questione come, per esempio, quelli di Cipro, Malta, Lituania, Lettonia ed Estonia. Tuttavia non mancano esempi positivi: infatti in Polonia le tre più grandi imprese di generazione rappresentano appena il 47 per cento del mercato e in Bulgaria il 61 per cento. Ciò denota sia l'avvio di un processo di liberalizzazione in atto anche dal lato dell'offerta, sia il fatto che sicuramente i paesi più grossi faranno da traino per quelli più piccoli. L'attività di regolazione è sempre *ex ante* e la separazione delle attività dell'operatore di trasmissione è nella maggior parte dei casi di tipo giuridico.

TAV. 2.27 **IL SETTORE DEL GAS NEI PAESI NUOVI ENTRANTI**

PAESI	APERTURA DEL MERCATO IN %	SEPARAZIONE DELLE ATTIVITÀ DELL'OPERATORE DI TRASMISSIONE	REGOLAZIONE	CONCENTRAZIONE NEL MERCATO ALL'INGROSSO
Estonia	80	contabile	*ex ante*	alta
Lettonia	0	contabile	no accesso alle reti	alta
Lituania	80	contabile	*ex post*	alta
Polonia	34	nessuno	*ex ante*	alta
Repubblica Ceca	0	contabile	*ex ante*	alta
Slovacchia	33	contabile	*ex ante*	alta
Ungheria	0	*management*	*ex ante*	alta
Slovenia	50	contabile	no accesso alle reti	alta
Romania	25	giuridico	*ex ante*	moderata
Bulgaria	73	contabile	*ex ante*	alta
Turchia	80	contabile	*ex ante*	alta
Cipro	0	*management*	*ex ante*	alta
Malta	0	deroga	non nota	alta

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

Per quanto riguarda il settore del gas (Tav. 2.27) le problematiche maggiori concernono:

- livelli diversi di apertura del mercato;
- concentrazione delle attività di produzione e importazione del gas nelle mani di poche imprese monopolistiche e basso sviluppo di *hub*, cosa che comporta una grossa difficoltà da parte di potenziali entranti nel comprare gas all'ingrosso a condizioni ragionevoli; tale situazione potrebbe sicuramente migliorare con accordi più vantaggiosi armonizzati a livello del paese e con la creazione di un mercato unico esteso a tutti i paesi membri vecchi e nuovi;
- poca trasparenza che riguarda le condizioni e le capacità infrastrutturali sia all'interno dei paesi sia tra un paese e l'altro.

Sotto il profilo dell'apertura, il mercato del gas denota un andamento molto più asimmetrico rispetto a quello elettrico; esistono infatti fortissime disparità tra i paesi in questione, e quelli che registrano progressi notevolmente superiori rispetto a tutti gli altri risultano essere Estonia, Lituania e Turchia, che hanno

aperto il loro mercato alla concorrenza per l'80 per cento. Anche altri però hanno compiuto molti progressi, come la Bulgaria, che registra un grado di apertura del 73 per cento, e la Slovenia (50 per cento). D'altra parte Ungheria, Repubblica Ceca e Lettonia hanno un grado di apertura del mercato nullo. Per ciò che riguarda poi il mercato all'ingrosso, il livello di concentrazione risulta essere molto alto, come per i paesi dell'Unione europea, anche se la Romania rappresenta una eccezione che sembra confermare la regola. La separazione delle attività dell'operatore di trasmissione non risulta essere di tipo giuridico come avviene per l'elettricità, essendo nella maggior parte dei casi solo contabile. L'attività di regolazione è *ex ante* anche perché in quasi tutti i paesi il regolatore ha competenze sia per il settore del gas sia per quello elettrico.

Paesi del Sud Est Europa

Il menzionato rapporto della Commissione europea comprende anche un allegato sui paesi dell'area del Sud Est europeo. Tale rapporto riguarda gli sviluppi dei processi di liberalizzazione del mercato elettrico in conformità con la Direttiva 96/92/CE attualmente in vigore. Infatti questi paesi, tra i quali alcuni già facenti parte dell'Unione europea (Grecia) e altri di prossima entrata (Bulgaria e Romania), hanno firmato ad Atene, nel novembre 2002, il *Memorandum of Understanding* sotto l'egida della Commissione europea, impegnandosi ad aprire i loro mercati elettrici entro il 2005, a creare un'Autorità di regolazione del mercato e operatori indipendenti del sistema di trasmissione e distribuzione nazionale. L'Italia, probabilmente entro quest'anno, farà parte di questi paesi firmatari; la volontà della Commissione europea è quella di estendere il *Memorandum of Understanding* anche al settore del gas, trasformandolo in trattato giuridicamente vincolante.

L'iniziativa riguardante i paesi del Sud Est Europa, denominata "Processo di Atene", risulta essere di importanza strategica per stimolare l'efficienza dell'industria elettrica nel migliorare i servizi per i consumatori di tali paesi. Inoltre, l'obiettivo finale è quella di creare un mercato regionale che possa poi essere integrato in quello dell'Unione europea: ciò probabilmente consentirà da un lato di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, dato l'alto potenziale di quell'area soprattutto nel settore gas, dall'altro di stimolare gli investimenti delle imprese e la competitività del mercato.

In quest'area gli approcci relativi all'apertura del mercato sono molto differenti tra loro e, a parte Bulgaria, Romania e Turchia, solo la Macedonia ha compiuto passi rilevanti in merito; nella tavola 2.28 si nota come in quasi tutti i paesi del Sud Est Europa esista una situazione di monopolio dal lato dell'offerta, sebbene tale concentrazione a livello nazionale sia diluita con intense attività di scambio transfrontaliero. Bosnia ed Herzegovina stanno pianifican-

TAV. 2.28 **IL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI DEL SUD EST EUROPEO**

	APERTURA DEL MERCATO IN %	% DI CAPACITÀ DEI 3 PIÙ GRANDI OPERATORI	% CAPACITÀ IMPORTATA RISPETTO A QUELLA INSTALLATA	CAPACITÀ INSTALLATA (GW)	SOGLIA DI IDONEITÀ PER IL MERCATO LIBERO	ENTE CHE APPROVA LE TARIFFE	CONTROLLO DELL'ATTIVITÀ DEL REGOLATORE	*BUDGET* DEL REGOLATORE (M€)	STAFF DEL REGOLATORE
Croazia	9	95 (1)	30	3,6	-	regolatore/ ministero	Parlamento	2	8
Bosnia Herzegovina	0	98	35	4,0	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
Romania	33	50	19	19,5	40 (GWh)	regolatore	ministero	1,6	65
Bulgaria	15	61	20	10,2	100 (GWh)	regolatore	ministero	1	85
Serbia	12	97 (1)	17	8,5	25 (GWh)	regolatore	Parlamento	1	35
Montenegro	0	100 (1)	100	n.d.	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
FYROM (Macedonia)	18	100	100	1,5	110 (kV)	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
UNMIK (Kosovo)	0	100	100	1,5	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
Albania	0	95	100	n.d.	-	regolatore	Parlamento	0,2	15
Turchia	23	59 (1)	10	10,0	9 (GWh)	regolatore	ministero	8	170
Grecia	34	98 (1)	11	11,0	1 (kV)	ministero	Parlamento	4	70

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

do l'istituzione di un regolatore e di un operatore indipendente della trasmissione nazionale entro il 2003.

Per quanto riguarda gli aspetti regolatori, quasi tutti i paesi del Sud Est Europa stanno programmando un sistema regolato di accesso di terzi alle reti, condizione essenziale per la creazione di un mercato regionale. La tavola mostra inoltre che quasi tutti i paesi in questione hanno creato un'Autorità di regolazione del settore elettrico con poteri significativamente ampi e un grado di indipendenza notevole rispetto ai loro governi.

Progetti di gemellaggio amministrativo con i nuovi paesi membri

Nel corso del 2002 l'Autorità ha fattivamente prestato la propria collaborazione tecnica al progetto di gemellaggio amministrativo in ambito PHARE *Strengthening Regulation and Enforcement of Energy Acquis* con il regolatore del settore energetico della Repubblica Ceca, avviato in collaborazione con la Spagna nell'aprile 2002. L'attività dell'Autorità ha riguardato in particolare la regolazione del settore del gas naturale, comportando un impiego di circa 35 giornate/uomo, spese presso il regolatore ceco a Praga. L'esperienza maturata in Italia sui temi della regolazione tariffaria, della definizione dei Codici di rete e della separazione contabile e amministrativa è stata particolarmente valorizzata nell'ambito della collaborazione prestata.

In considerazione dell'interesse che rivestono le relazioni con i regolatori dei paesi candidati all'entrata nell'Unione europea e della significativa esperienza accumulata in materia di regolazione, riconosciuta anche a livello internazionale, l'Autorità ha ritenuto opportuno rispondere positivamente alle richieste di partecipazione diretta ad altri gemellaggi amministrativi in ambito PHARE. In particolare, l'Autorità figura quale *mandated bod*y del progetto di gemellaggio amministrativo fra il Dipartimento del tesoro italiano e il regolatore della Repubblica Lituana 2001 *Strengthening of the Energy Market Regulator*, che è stato avviato ufficialmente il 21 ottobre 2002. La richiesta di partecipazione dell'Autorità al progetto è stata posta dal regolatore lituano quale precondizione per la selezione dell'amministrazione italiana come partner del gemellaggio. Dopo la presentazione pubblica a Vilnius il 2 dicembre 2002, le attività di collaborazione sono state avviate nel mese di gennaio 2003. Nel progetto, della durata di 24 mesi, l'Autorità si farà carico delle parti relative alla regolazione sia delle tariffe elettriche e del gas, sia della qualità del servizio con un impegno indicativo di circa 300 000 euro.

Infine, su esplicita richiesta del Ministero degli affari esteri e del Ministero delle politiche comunitarie, l'Autorità ha partecipato al bando di gara del progetto di gemellaggio con il regolatore del settore energetico in Turchia *Institutional Strengthening of Energy Market Regulatotory Authority*, presentando, nel dicembre 2002 ad Ankara, alla delegazione dell'Unione europea e al regolatore energetico turco un proprio progetto in veste di partner amministrativo. La delegazione dell'Unione europea ha notificato in data 5 febbraio 2003 l'assegnazione all'Autorità del progetto che avrà una durata di 24 mesi e un valore di circa 1 milione di euro. Il progetto, per la cui realizzazione l'Autorità intende avvalersi della collaborazione anche di altre istituzioni italiane ed europee specializzate nella regolazione dei mercati, è articolato in due sezioni che prevedono il trasferimento di conoscenze e l'assistenza tecnica alla ristrutturazione del regolatore del mercato energetico e un piano integrato di formazione da implementare in loco.

LA RISTRUTTURAZIONE DELL'INDUSTRIA ENERGETICA EUROPEA

L'elevata intensità di capitale che caratterizza i settori dell'energia elettrica e del gas ha da sempre favorito le grandi imprese sulle piccole realtà locali. Nel passato la crescita delle imprese era limitata dalla presenza di barriere nazionali, regionali e locali nella forma di diritti di esclusiva in tutte le fasi del ciclo dell'energia. Inoltre, con la progressiva saturazione dei mercati nei paesi membri, gli spazi di crescita delle imprese nazionali andavano rapidamente riducendosi.
L'attuazione delle Direttive europee dell'energia nei diritti nazionali dei paesi membri ha in buona parte eliminato queste barriere e aperto vasti spazi di crescita che le imprese istintivamente cercano di sfruttare per migliorare la loro *performance* economica e finanziaria. Lo spazio economico su cui si confrontano le imprese non è più quello nazionale, storicamente riservato a poche società di proprietà generalmente statale, ma quello del mercato unico europeo. È in questa ottica che vanno interpretati i processi di fusione, acquisizione e concentrazione che hanno caratterizzato il panorama dell'industria energetica europea negli ultimi anni.
In un mercato europeo libero e concorrenziale tale sviluppo porta in teoria a guadagni di efficienza che vengono almeno in parte trasferiti ai consumatori finali. La questione pertanto riguarda non tanto l'opportunità della dinamica di concentrazione, quanto l'adeguatezza del quadro di riferimento istituito dalle Direttive europee e l'azione dei governi e dei regolatori per garantire che il processo di concentrazione non ostacoli la liberalizzazione del settore. In questa ottica emerge chiaramente una notevole diversità tra i mercati dei paesi membri che condiziona le strategie di espansione delle imprese e che, a meno di ulteriori interventi di liberalizzazione, rischia di creare un mercato unico "a chiazze".
Le strategie seguite dalle imprese sono state influenzate in modo determinante dalle politiche dei governi, dalla loro proprietà pubblica o privata, dalla struttura dei mercati, oltre che, naturalmente, dal quadro regolatorio in atto. Alcuni paesi, tra cui Regno Unito, Italia e Spagna, hanno attuato un più o meno drastico riassetto del settore con la separazione societaria o proprietaria delle fasi di trasporto e distribuzione da quella della vendita, al fine sia di eliminare i sussidi incrociati e forme di discriminazione che caratterizzano l'integrazione verticale, sia di promuovere la concorrenza. Altri, soprattutto la Germania e la Francia, hanno invece attuato politiche tese a stimolare la creazione o il consolidamento di grandi imprese integrate in tutte le fasi, con l'obiettivo di sfruttare i vantaggi di scala e di favorire la sicurezza e le migliori condizioni di approvvigionamento, lasciando alle Autorità preposte il compito di vigilare sulla concorrenza. La situazione è meglio illustrata con riferimento alla presenza

delle maggiori imprese nel mercato europeo e nei diversi paesi membri.

Electricité de France (EDF), la più grande delle società elettriche europee, inizia la sua espansione all'estero già nella prima metà degli anni Novanta a seguito della decisione del governo francese di vincolare la società statale esclusivamente ad attività nel settore elettrico. Tuttavia, le sue partecipazioni nelle imprese europee sono in genere minoritarie e poco significative fino all'attuazione della Direttiva elettrica. Tra il 1998 e il 2002 EDF acquista partecipazioni prevalentemente di controllo, che l'hanno portata a esercitare una influenza significativa in molte porzioni della filiera nella maggior parte dei paesi membri e di quelli di prossima accessione. EDF ha oggi il controllo di poco meno del 20 per cento del mercato europeo in termini di capacità di generazione installata e di quasi il 10 per cento in termini di clienti finali serviti. La specializzazione nel settore elettrico non ha per il momento reso possibile una strategia di estensione diretta di EDF nel settore del gas. Tuttavia, diverse acquisizioni, tra cui EnBW ed Edison S.p.A., sono mirate a una crescita in questo comparto. Inoltre, non si può del tutto ignorare la possibilità di una futura fusione con Gaz de France (GDF), caldeggiata da diversi schieramenti politici francesi anche come reazione ad analoghe concentrazioni in Germania. Se una tale fusione potrebbe creare problemi sul mercato francese, l'impresa risultante sarebbe compatibile con le dimensioni del mercato unico europeo e in grado di competere con i colossi tedeschi, oramai ben integrati anche nel settore del gas.

Con l'apertura del mercato, le principali aziende tedesche reagiscono in modo differenziato. RWE, all'epoca la maggiore azienda elettrica con oltre il 25 per cento del mercato, non può crescere troppo nel settore elettrico tedesco per non incorrere nei veti del *Bundeskartellamt*. Dopo l'acquisto della VEW insegue una strategia di diversificazione nei settori dell'acqua e dei rifiuti. Escludendo alcune partecipazioni in società medio piccole dell'Est europeo, RWE non effettua acquisizioni estere nel settore elettrico fino al 2002 quando compra il generatore inglese Innogy. RWE è storicamente attiva nel settore del gas tedesco con partecipazioni in diversi distributori regionali e locali. Il consolidamento nel settore del gas viene rafforzato dall'aumento della partecipazione in Thyssengas dal 50 al 75 per cento. Tuttavia il vero salto di qualità avviene con l'acquisto del 97 per cento della società di trasporto ceca Transgas all'inizio del 2002 che ha dato a RWE il controllo del 35 per cento delle esportazioni di gas russo all'Europa occidentale e del 20 per cento delle importazioni complessive di gas in Germania, proiettando la società al rango di quarta o quinta impresa europea del gas. L'operazione, che includeva una partecipazione di controllo negli 8 distributori regionali della Repubblica ceca, ha permesso a RWE il controllo quasi totale del settore del gas di questo paese.

E.On, l'altra grande società elettrica tedesca, ha adottato una strategia diametralmente opposta, concentrandosi nel settore dell'energia. Nata nel 1999 dalla fusione dei grandi conglomerati Veba e Viag, raccogliendo gli attivi delle società elettriche Bayernwerk e Preussenelektra, E.On si è subito mossa con l'obiettivo di alienare tutte le attività non core per concentrarsi sull'energia elettrica e il gas. All'inizio del 2003 aveva raggiunto circa il 10 per cento della capacità di generazione elettrica installata nell'Unione europea, posizionandosi al secondo posto dopo EDF. Meno diffusa di questa su scala europea nel settore elettrico, è tuttavia ben inserita nei paesi del Nord Europa e in quelli di prossima accessione dell'Est europeo con circa il 50 per cento delle vendite di elettricità nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria considerate insieme. Con l'acquisizione delle attività di generazione e di distribuzione di Powergen dalla TXU nel 2002, ha inoltre il possesso del 12 per cento della capacità di generazione e il 25 per cento delle vendite finali del mercato elettrico inglese. E.On è anche ben inserita nel settore del gas, dove le partecipazioni dirette in alcuni distributori le permettono il controllo di una quota significativa del mercato nel Centro Europa, mentre attraverso Powergen raggiunge il 6 per cento del mercato finale inglese. Strategicamente più significativa è la sua discussa acquisizione del 100 per cento di Ruhrgas, approvata con un accordo *out of court* con le imprese ricorrenti, che le ha conferito oltre il 50 per cento degli approvvigionamenti tedeschi di gas naturale e una partecipazione del 6 per cento in Gazprom. E.On è anche ben integrata a valle nel settore della distribuzione del gas, sia attraverso le partecipazioni di controllo di Ruhrgas in distributori in Germania e in quasi tutti i paesi di prossima accessione dell'Est europeo, sia attraverso la società Thüga, molto attiva anche in Italia dove negli ultimi anni ha acquisito partecipazioni di controllo in una dozzina di società di distribuzione.

Diversamente dalle altre grandi società elettriche europee, Enel S.p.A. è rimasta per molto tempo ancorata al mercato nazionale senza un chiaro disegno di ampliamento sugli altri mercati europei. Con l'imposizione del vincolo del 50 per cento sulle forniture in Italia, Enel ha adottato una strategia di diversificazione multiservizio estesa anche all'acqua e alle telecomunicazioni. È solo nel 2001, poco dopo la vendita della prima Gen.Co., che si affaccia sul mercato europeo con l'acquisizione della spagnola Viesgo, nata da uno *spinoff* di Endesa. Le iniziative di acquisizione di società elettriche europee sono successivamente aumentate, ma è solo con il 2003 che maturano con l'acquisizione del controllo (in prospettiva) di una centrale a carbone in Bulgaria. Con la nuova strategia di concentrazione su attività core avviata nel 2002, Enel appare decisamente proiettata sui mercati europei con iniziative di acquisizioni e/o partecipazioni soprattutto nei paesi del Mediterraneo e dell'Europa dell'Est, ma

anche in Francia. Analogamente alle altre grandi società elettriche europee, Enel ha presto avviato un programma di espansione nel mercato del gas, partendo con l'acquisizione di piccole società di distribuzione per diventare, con l'acquisto della Camuzzi, il secondo operatore nazionale del settore della distribuzione locale. Tali iniziative sono avvantaggiate dalla integrazione a monte con contratti di gas algerino e nigeriano che fanno dell'Enel il secondo importatore nazionale. Enel è ben posizionata per entrare attraverso acquisizioni di imprese del gas nei mercati finali di altri paesi, anche se fino a oggi i tentativi in questo senso sono stati limitati e non hanno ancora portato frutti.

Eni S.p.A. è l'unica impresa tra le multinazionali europee del settore degli idrocarburi a vantare una forte affinità con il gas naturale dai tempi storici più remoti. Altre multinazionali come BP, Shell e TotalFinaElf, seppure attive da decenni in questo settore, sono tuttora deboli nelle fasi a valle della produzione. Negli ultimi anni solo BP sembra avere chiaramente privilegiato una strategia di sviluppo integrato nelle altre fasi della filiera del gas naturale. Data la sua presenza lungo tutto il ciclo, era pertanto ovvia una strategia di espansione di Eni in altri paesi europei mediante acquisizioni e partecipazioni mirate, oltre che all'*upstream* anche alle fasi a valle della vendita e della distribuzione finale. La ristrutturazione del settore del gas avviata con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha poi dato un ulteriore forte impulso all'Eni a uscire dai confini nazionali per conquistare quote significative di mercato in altri paesi. È nel 2000 che Eni entra con una quota del 33,3 per cento nella Galp portoghese, che detiene il 100 per cento della proprietà della rete di trasporto Transgas. Nel corso del 2002 acquisisce il 50 per cento di Union Fenosa Gas e, assieme a EnBW, il controllo del terzo distributore regionale tedesco GVS; inoltre, alla fine dell'anno si arricchisce della finlandese Fortum Gas (rinominata Eni Norge AS), che le permette significative sinergie sul mercato scandinavo. Infine, con l'incorporazione di Italgas all'inizio del 2003, completa l'integrazione a valle in Italia, con estensioni in Ungheria (Tigaz) e in Grecia (Epa Thessalias ed Epa Thessalonikis). Eni è rafforzata per un ruolo di espansione in Europa sia dalla grande quantità di gas d'importazione contrattato, sufficiente a permettere l'immissione sul mercato europeo (esclusa l'Italia) di oltre 40 miliardi di m^3 verso la metà del decennio, sia dalla costruzione di importanti nuove infrastrutture di trasporto (tra cui *Blustream* e *Greenstream*), nonché dal potenziamento di infrastrutture esistenti che le permettono una efficace integrazione con l'*upstream*.

Tra le imprese spagnole, Endesa si è mossa con una strategia di internazionalizzazione che ha privilegiato acquisizioni in America Latina. L'espansione in Europa ha riguardato principalmente la partecipazione in alcune imprese di distribuzione elettrica olandesi, il 30 per cento della Snet francese e l'acquisto

del controllo di Elettrogen in Italia (successivamente rinominata Endesa Italia). La fusione con Iberdrola intrapresa nel 2001, che avrebbe dovuto portare alla creazione di un gigante capace di competere su scala europea, è fallita per le condizioni severe che l'*antitrust* spagnolo imponeva sul mercato domestico come contropartita per la fusione. Anche Endesa cerca una integrazione nel settore del gas, attualmente con la partecipazione nei terminali di rigassificazione per l'alimentazione delle sue centrali elettriche e per la distribuzione ai settori d'uso finale.

Gas Natural, analogamente a Endesa, è rimasta essenzialmente legata al mercato domestico con solo limitati tentativi di affermazione su scala europea mediante acquisizioni in altri paesi membri; ultimamente è entrata in Italia. È invece molto più chiaro il suo obiettivo di integrazione nel settore elettrico: la recente OPA su Iberdrola ne è il segno più emblematico. Oggi Gas Natural è proprietaria del 35 per cento del trasportatore Enagas e controlla il 90 per cento delle importazioni di gas naturale in Spagna, l'80 per cento della distribuzione e il 60 per cento delle vendite. La fusione con Iberdrola estenderebbe il controllo in Spagna sul 45 per cento del mercato elettrico.

All'altro estremo degli operatori minori, la liberalizzazione del mercato ha innescato un ampio processo di ricomposizione indotto dalla necessità di raggiungere una massa critica per competere e sopravvivere nel nuovo mercato dell'energia. Tale processo, caratterizzato da alleanze, fusioni e aggregazioni di altro tipo, spesso attorno a imprese di dimensione media o maggiore, è più evidente in Italia che negli altri paesi membri, soprattutto nel settore del gas contraddistinto da realtà generalmente molto piccole rispetto alla media europea. Questo processo, già avviato nel 2001 con la costituzione di società come Blugas (Aem Cremona, Astem Lodi, Tea Mantova e Asm Pavia), Estgas (Acegas Trieste, Edison) e Plurigas (Aem Milano, Amga Genova, Asm Brescia), ha avuto il suo seguito nel 2002 con la creazione di Hera attorno a Seabo Bologna, l'aggregazione di Tesi Piacenza e Amps Parma attorno ad Agac Reggio Emilia e l'estensione di Blugas a Consiag Prato, Amag Pistoia, Intesa Siena e Salerno Energia. Queste alleanze (talvolta vere e proprie fusioni) si evolvono privilegiando le affinità territoriali tra province della stessa regione o tra regioni confinanti. Riguardano in genere il settore della vendita di gas ed energia elettrica, ma talvolta si estendono anche in altre fasi della filiera come nel caso dell'accordo di Blugas con Wpn Resources nel settore dell'esplorazione e coltivazione di giacimenti in alcune concessioni nell'Italia settentrionale, o nel caso di Hera, il cui piano industriale prevede investimenti nella generazione elettrica. A tale riguardo è emblematico il caso di Ascopiave, società operante prevalentemente nel settore del gas, che ha recentemente acquistato gli *asset* lasciati in Italia da Mirant tra cui l'autorizzazione alla costruzione di un impianto di 800 MW.

Un analogo fenomeno di aggregazione si è avuto nel settore elettrico austriaco, per contrastare le iniziative di ampliamento di E.On in questo paese. Invece, in Germania, dove sia il settore elettrico sia quello del gas sono ancora più frammentati che in Italia, un analogo processo non è chiaramente in atto o avanza molto lentamente. In Germania la ricomposizione della proprietà delle imprese elettriche e del gas è avvenuta in concomitanza e stretta relazione con la ristrutturazione proprietaria dei grandi operatori tedeschi, che ha coinvolto anche la svedese Vattenfall con l'estensione del suo controllo sulle società elettriche dei *länder* orientali. Le ragioni dell'apparente stabilità dei distributori locali tedeschi sono da ricercare nella mancanza di significativi interventi nella legge del 1998 di liberalizzazione del mercato tedesco, negli accordi di vendita negoziati tra i fornitori e le società di distribuzione e nelle conseguenti difficoltà di accesso di nuovi fornitori sulle reti locali, che di fatto sembrano perpetuare le precedenti demarcazioni delle imprese.

Nel complesso, pertanto, è sempre più evidente un processo di ricomposizione dell'industria europea che fa leva sulla concentrazione e sull'integrazione verticale. La convenienza dell'integrazione verticale è emersa in tutta evidenza con il crollo dei prezzi dell'elettricità nel Regno Unito dopo l'introduzione del NETA. Il forte calo dei prezzi a partire dalla primavera del 2001 e particolarmente nel corso del 2002 ha messo in ginocchio i produttori sprovvisti di canali di vendita a valle della produzione, causando l'uscita dal settore elettrico di questo paese delle TXU e AEP americane, mentre ha lasciato in buona parte indenni i generatori, come Innogy e Centrica, con forte integrazione nella distribuzione finale. Con poche eccezioni, tutte le grandi imprese elettriche, ma anche molte tra quelle di dimensioni intermedie e minori, sembrano oramai chiaramente orientate verso strategie di integrazione verticale nel settore elettrico e di convergenza con il settore del gas. Tra le poche imprese in controtendenza, ma per motivi legati alla necessità di ridurre l'esposizione finanziaria, si trova Edison che ha scelto di uscire dal settore dell'*upstream* del gas, dove era anche ben posizionata, e dal trasporto di elettricità e gas, per concentrarsi nella produzione e vendita di energia elettrica e nell'importazione e vendita di gas.

Una analoga propensione a favore dell'integrazione nelle varie fasi del ciclo è evidente anche da parte delle imprese del settore del gas, mentre è meno diffusa tra questi operatori una strategia di penetrazione nel settore elettrico. Oramai da diversi anni GDF ha adottato una strategia di integrazione a monte con propri giacimenti di gas in Nord Europa, mentre l'espansione nei paesi europei mediante l'acquisizione di distributori e società di vendita è stata assai precoce nel Regno Unito, in Germania, nella Repubblica Ceca, in Polonia ecc., più lenta invece nei paesi del Mediterraneo. Sia GDF sia Eni hanno iniziative in corso nel settore elettrico, che passano però decisamente in secondo piano

rispetto alla crescita nel settore del gas.

Nel complesso, sebbene pare certo che il processo di ricomposizione continuerà nei prossimi anni, sembra altrettanto probabile che esso assumerà forme diverse dal passato in relazione ai vincoli posti dalla normativa europea, ai limiti *antitrust*, agli aiuti di Stato e ai problemi finanziari delle imprese. Le modifiche alle Direttive europee attualmente in discussione introducono una più severa separazione tra le fasi di trasporto e distribuzione dalla produzione e dalla vendita; pertanto, esplicitamente limitano o escludono alcuni vantaggi dell'integrazione verticale, tra cui la possibilità di applicare sussidi tra le fasi e di discriminare tra utenti nell'uso delle reti. L'evoluzione di tale normativa è stata illustrata in una precedente sezione di questo capitolo, così nel seguito si farà esclusivamente cenno agli ultimi tre punti.

Limiti *antitrust* sono stati applicati in diverse occasioni negli ultimi anni o per bloccare fusioni tra imprese o per ottenere contropartite dirette a ridurre il potere della nuova impresa sul mercato dell'energia, talvolta anche per diminuire il potere di mercato di imprese esistenti. L'ottica è stata in genere nazionale, come era giusto che fosse considerando i confini nazionali dei precedenti monopoli. Nel Regno Unito e in Italia i vecchi monopoli elettrici e del gas sono stati frazionati o ridotti a livello nazionale; in Spagna vincoli *antitrust* hanno nel passato impedito i tentativi di fusione di Iberdrola con Endesa e con Repsol e più recentemente con Gas Natural. Limiti *antitrust* a livello europeo sono stati applicati con maggiore parsimonia. Uno dei rari casi riguarda l'imposizione da parte della Commissione europea della vendita all'asta di 6 GW di potenza da parte di EDF come contropartita per l'acquisizione di una partecipazione controllante in Idrocantabrico attraverso EnBW. Nel caso dell'acquisizione di Ruhrgas da parte di E.On, la Commissione europea ha invece ritenuto che la materia fosse di competenza esclusiva del *Bundeskartellamt* e delle commissioni tedesche. Infatti, in base alla regola dei due terzi il caso va attribuito in giudizio alle Autorità *antitrust* competenti per il territorio dove l'impresa coinvolta ha realizzato almeno due terzi del suo fatturato nell'anno precedente[8]. Tuttavia, dopo l'acquisto di Powergen, E.On realizza i due terzi del fatturato non più in Germania ma nell'Unione europea e questo potrebbe complicare eventuali ulteriori piani di espansione dell'impresa.

Il problema degli aiuti di Stato è emerso diverse volte nel corso del 2002 con riferimento alle imprese energetiche di diversi paesi membri. Il caso più emblematico riguarda il salvataggio di British Energy in quanto le concessioni accordate dal governo inglese non risponderebbero a logiche di mercato, sarebbero

8 Regolamento CE 4064/89 come modificato dal regolamento CE 1310/97.

inefficienti e avrebbero effetti distorcenti sulla concorrenza. Ma il caso più significativo sotto il profilo della ristrutturazione dell'industria europea riguarda EDF, la cui espansione in Europa sarebbe stata finanziata in parte da aiuti di Stato. La Commissione europea è sempre più preoccupata degli "aiuti nascosti" forniti dagli Stati alle imprese di proprietà pubblica nella forma di garanzie finanziarie illimitate, che permettono alle società di indebitarsi sul mercato a tassi più vantaggiosi di quelli concessi alle imprese private che non godono delle stesse garanzie statali. Al riguardo la Commissione europea sta proponendo l'apertura di una procedura formale di esame.

Le acquisizioni sono state effettuate in buona parte con capitale proprio accumulato soprattutto in funzione delle vendite di rami di attività non core, ma con una quota crescente di indebitamento che ha esposto diverse imprese a rischi di *downgrading* finanziario. Hanno sofferto soprattutto le società come Endesa ed EDF che hanno investito pesantemente nelle imprese energetiche argentine e brasiliane, oltre che di altri paesi dell'America Latina. Nel caso di EDF, inoltre, non vi è stato alcun soccorso da parte dell'atteso aggiornamento tariffario che il governo francese ha rifiutato per il secondo anno consecutivo. Nel caso di RWE, oltre a un elevato livello di debito, ha contribuito ai risultati negativi del 2002 la strategia di *multiutility* che ha comportato la dispersione della società su ben 13 divisioni con notevoli costi di gestione. Le società con maggiori problemi finanziari hanno adottato una strategia prevalente di consolidamento, ristrutturazione e taglio dei costi, che difficilmente permetterà di ripetere gli ampliamenti degli ultimi anni.

3. IL CONTESTO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2002

L'evoluzione congiunturale del 2002 è stata caratterizzata da una marginale riduzione della domanda complessiva di energia, da 186,8 a 186,7 milioni di tep, dopo un 2001 che aveva registrato una crescita comunque contenuta dello 0,8 per cento (Tav. 3.1). Nel complesso si delinea una sostanziale stabilità, se non un leggero aumento, dell'intensità energetica riferita al prodotto interno lordo (PIL). Infatti, la sua lieve riduzione rispetto al 2001 (da 180,6 a 179,8 tep/M€) nel corso del 2002 deve attribuirsi prevalentemente alle miti condizioni climatiche più che a un miglioramento dell'efficienza intrinseca del sistema energetico.

La sostanziale stabilità dell'intensità energetica negli ultimi anni è in parte attribuibile alla scarsa crescita dell'economia, che implica anche bassi livelli di investimento e di *turnover* degli impianti: essa comunque lascia qualche preoccupazione in merito al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

TAV. 3.1 **FABBISOGNO DI ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA 2000-2002**

Milioni di tep/anno

	2000	2001	2002
Combustibili solidi	12,8	13,7	14,2
Gas naturale	58,4	58,5	58,1
Importazioni di energia elettrica(A)	9,8	10,7	11,1
Petrolio	90,0	88,4	89,2
Combustibili a basso costo (*orimulsion*)	1,5	1,7	1,7
Fonti rinnovabili(A)	12,9	13,8	12,4
TOTALE	**185,3**	**186,8**	**186,7**
PIL (miliardi di € in lire '95)	1016,2	1034,6	1038,4
Intensità energetica (tep/M€)	182,3	180,6	179,8

(A) I kWh sono stati trasformati in tep in base alle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico.

Il bilancio dell'energia nel 2002 è riportato nella tavola 3.2. Relativamente all'evoluzione dei fabbisogni di energia nel suo complesso, l'elemento di maggiore rilievo dell'anno trascorso è costituito da una riduzione dei consumi di gas naturale, pari allo 0,7 per cento. Le cause di questo fenomeno, largamen-

te inatteso e in contrasto con le aspettative degli operatori, sono in parte da attribuire alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli e al rallentamento della attività produttiva, ma soprattutto ai ritardi nella conversione delle vecchie centrali a olio combustibile e nell'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato nel settore termoelettrico.

Un altro elemento che ha inciso sulla domanda di gas naturale è costituito dall'aumento dell'apporto del carbone (3,6 per cento) rispetto ai livelli dell'anno precedente in quanto, a fronte di una riduzione degli impieghi delle *cokerie*, si è manifestato un ulteriore sensibile aumento dei consumi per produzione termoelettrica (9,2 milioni di tep). L'aumento di impiego del carbone nella produzione termoelettrica è stato reso possibile dal processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali e dai rafforzati margini di competitività del carbone rispetto all'olio combustibile e al gas naturale, che hanno giocato a favore dell'impiego di questa fonte.

L'incidenza del petrolio, con 90,9 milioni di tep (compreso l'*orimulsion*), è leggermente aumentata rispetto all'anno precedente, interrompendo il trend di lenta erosione in atto da vari anni. Nell'anno trascorso, infatti, sono cresciuti ancora i consumi di gasolio per autotrazione e vi è inoltre stato un recupero degli impieghi di olio combustibile nella produzione termoelettrica, tale da com-

TAV. 3.2 **BILANCIO DELL'ENERGIA NEL 2002**

Milioni di tep

	CARBONE E DERIVATI	GAS NATURALE	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
Produzione	0,4	12,0	4,8	11,9	0,0	29,1
Importazioni nette	13,5	48,9	86,6	0,5	11,1	160,6
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
Impieghi finali	4,0	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7
- 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 non 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*

Fonte: Relazione sulla situazione economica del paese, Roma, 2003.

pensare la flessione dei consumi di benzina e di prodotti per la petrolchimica.

Il settore dei trasporti ha incrementato gli impieghi di energia di quasi l'1 per cento. L'aumento è avvenuto soprattutto nel comparto delle merci e in quello dei passeggeri privati, dove il diesel ha continuato a sostituire la benzina in costante calo. La sensibile crescita di questi consumi, in presenza di un contesto economico stagnante, conferma il marcato potenziale di sviluppo di tale settore e la difficoltà di incidere con politiche di razionalizzazione nell'ambito dei trasporti pubblici. È viceversa confermata la tendenza alla riduzione della domanda di prodotti petroliferi da parte del settore degli usi civili e dell'industria, dove tende a espandersi comunque il gas naturale.

Il settore delle fonti rinnovabili, sul quale negli ultimi anni si è concentrata l'attenzione della politica energetica per il suo potenziale contributo alla riduzione delle emissioni di CO_2, anche in relazione agli impegni internazionali sottoscritti dall'Italia, ha registrato una battuta d'arresto per la riduzione dell'apporto idroelettrico, che costituisce la porzione di gran lunga più importante del comparto. Il modesto aumento della produzione eolica, fotovoltaica e geotermica non ha potuto, infatti, compensare la flessione dell'energia idroelettrica, che tuttavia mostra segni di recupero nel 2003.

Il 2002 ha anche visto confermate la maggiore crescita dei fabbisogni elettrici rispetto al PIL e la sua indipendenza dal PIL stesso in periodi di stagnazione dell'economia. Infatti, con una crescita dell'1,8 per cento nei consumi di elettricità, l'elasticità rispetto al PIL nel 2002 è stata pari a circa il 4,5 per cento, anziché l'1,3-1,5 per cento tipico degli anni di crescita economica più sostenuta. Va comunque sottolineato che lo sviluppo della domanda è avvenuto essenzialmente nel settore terziario e civile, mentre è stato molto inferiore nell'industria che ha risentito del forte rallentamento della produzione.

Nel 2002 la produzione nazionale di energia si è attestata a 29,1 milioni di tep con una sensibile flessione (-4,5 per cento) rispetto al 2001. Infatti, l'aumento della produzione di petrolio, che è tornata ad avvicinarsi ai 5 milioni di tep grazie ai nuovi apporti della Basilicata, non è stato sufficiente a compensare il minor contributo dell'energia idroelettrica e l'ulteriore riduzione nella produzione di gas. La più importante risorsa energetica nazionale ha infatti continuato il calo degli ultimi anni (da 15,3 miliardi di m^3 nel 2001 a 14,3 nel 2002), che si collega, molto più che al progressivo esaurimento delle risorse, a difficoltà di tipo autorizzativo per l'esplorazione e la coltivazione dei giacimenti.

Il grado di autosufficienza energetica è pertanto sceso al 15,6 per cento; in prospettiva, senza un sensibile aumento delle nuove fonti rinnovabili, capace di compensare il calo della produzione di gas e la sostanziale stabilità della produzione petrolifera e dell'energia idroelettrica, il grado di dipendenza dall'esterno è destinato ad aumentare ulteriormente.

Nel corso del 2002 le importazioni nette di energia sono ammontate a 160,6 milioni di tep, composte per il 54 per cento da petrolio e prodotti petroliferi, per il 30 per cento da gas naturale, per l'8 per cento da carbone e per il 7 per cento da energia elettrica. Per quanto riguarda i paesi di provenienza del petrolio si è nuovamente confermato il ruolo fondamentale del Nord Africa e del Medio Oriente con circa il 70 per cento degli approvvigionamenti; allo stesso tempo è notevolmente cresciuta la quota dell'Europa, compresa la Federazione russa, che ha coperto il restante 30 per cento.

Nel caso del gas naturale rimane immutato il ruolo primario di Algeria e Federazione russa con quote, per ciascun paese, superiori al 30 per cento, seguite da Olanda con il 14 per cento, Norvegia con l'8 per cento e Nigeria con il 7 per cento, secondo uno schema abbastanza diverso rispetto ai paesi di provenienza del petrolio, che ha ampliato così il quadro geopolitico delle provenienze delle fonti di energia. Quest'ultimo si è ulteriormente arricchito nel settore del carbone la cui provenienza è ripartita in quote quasi uguali tra America, Asia e Sud Africa.

Incidenza dell'energia sulla spesa delle famiglie

La totalità o quasi delle famiglie italiane dispone di abitazioni dotate dei servizi fondamentali e delle principali utenze.

Secondo i più recenti dati sui consumi delle famiglie italiane (Tav. 3.3), rilevati annualmente dall'Istat, nel 2001 la spesa per il gas è quella che presenta la maggiore incidenza sulla spesa totale, pari al 2,0 per cento. Nella media nazionale l'incidenza della spesa in energia elettrica appare lievemente inferiore e

TAV. 3.3 **SPESA MEDIA MENSILE FAMILIARE PER UTENZE, SERVIZI DELL'ABITAZIONE E RIPARTIZIONE GEOGRAFICA**

Anno 2001

	VALORI IN EURO				INCIDENZA % SULLA SPESA TOTALE			
SERVIZI	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
Energia elettrica	32,50	34,08	36,46	**34,10**	1,3	1,6	2,1	**1,6**
Gas	55,04	45,87	28,06	**44,44**	2,2	2,1	1,6	**2,0**
Riscaldamento centralizzato	20,79	6,65	1,93	**11,88**	0,8	0,3	0,1	**0,5**
Telefono	37,25	39,06	31,60	**35,76**	1,5	1,8	1,8	**1,6**
Acqua e condominio	33,23	24,89	19,80	**27,22**	1,4	1,1	1,1	**1,2**
SPESA TOTALE	2 450,76	2 182,73	1 776,31	2 178,31	100	100	100	100

Fonte: Istat, Indagine sui consumi delle famiglie, 2001.

pari all'1,6 per cento (a titolo di confronto sono riprodotte nella tavola anche le spese per le altre principali utenze). Sotto il profilo territoriale l'incidenza risulta piuttosto diversificata; in particolare, passando dalle regioni settentrionali a quelle meridionali, la spesa in energia elettrica registra un'incidenza crescente mentre quella per il gas – per ovvi motivi climatici – si riduce.

È interessante inoltre osservare che l'incidenza della spesa in energia elettrica e gas risulta relativamente stabile nel tempo. Nella tavola 3.4, che mostra l'evoluzione nel periodo 1997-2001 della quota per energia elettrica e gas sulla spesa totale, si vede come l'incidenza della spesa per l'elettricità rimanga sostanzialmente invariata all'1,6 per cento nell'arco del quinquennio considerato. Anche l'incidenza della spesa per il gas, pur registrando una variabilità lievemente maggiore, rimane intorno al 2 per cento.

TAV. 3.4 **EVOLUZIONE NEL TEMPO DELL'INCIDENZA DELLA SPESA IN ENERGIA ELETTRICA E GAS SULLA SPESA TOTALE**

Valori percentuali

SERVIZI	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6
Gas	1,9	2,0	2,0	2,1	2,0
SPESA TOTALE	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Fonte: Istat, Indagine sui consumi delle famiglie, vari anni.

Le prospettive per il 2003

Gli sviluppi successivi al conflitto in Iraq lasciano aperti significativi margini di incertezza circa i livelli di prezzo del petrolio dopo i forti aumenti che hanno caratterizzato il primo trimestre del 2003 e che si sono ripercossi, in primo luogo, sui prezzi dei carburanti e degli altri prodotti petroliferi.

Secondo la maggioranza degli analisti, nell'ipotesi di stabilizzazione entro la prima metà dell'anno e progressiva ripresa della produzione petrolifera, il prezzo internazionale del greggio, è destinato a scendere al di sotto del livello medio del primo trimestre (31,51 $/b per il Brent) con effetti positivi sul rilancio delle attività economiche. Un tale scenario appare compatibile con le previsioni ufficiali di crescita del PIL, per l'anno in corso, dell'1,1 per cento, che saranno comunque influenzate dalle condizioni generali dell'economia europea e mondiale, non particolarmente brillanti secondo le ultime valutazioni del Fondo monetario internazionale e dell'OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico).

Le aspettative di crescita della domanda settoriale di energia in Italia (industria,

civile e trasporti) appaiono modeste: un aumento rispetto al 2002 è atteso per quella di elettricità, sostenuto in primo luogo dal settore terziario. Invariata dovrebbe rimanere la domanda di combustibili da parte dell'industria e, in particolare, quella dei comparti *energy intensive* dell'auto e della chimica, mentre la domanda per i trasporti dovrebbe espandersi anche se in misura limitata.

Nel complesso si profila una stazionarietà, o un aumento molto modesto, dei consumi totali di energia, pur in presenza di cambiamenti dell'incidenza delle varie fonti primarie dovuti all'aumento dell'apporto del gas, nel comparto della generazione termoelettrica e in quello civile, e di un probabile maggior contributo dell'energia idroelettrica e della altre rinnovabili.

Infatti, sul fronte della produzione interna le prospettive appaiono positive solo per le fonti rinnovabili e in particolare per l'energia idroelettrica, che dovrebbe recuperare la flessione dell'anno precedente. Per gli idrocarburi si profila invece una possibile ulteriore riduzione del contributo complessivo, determinata dalla diminuzione della produzione di gas non compensata da aumenti della produzione di petrolio.

L'approvvigionamento di energia elettrica e gas nel breve e medio termine

La delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), approvata il 19 dicembre 2002, stabilisce le politiche e le misure per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto di riduzione delle emissione di gas serra, in base a uno scenario di riferimento trattato più diffusamente in un successivo punto di questo capitolo. Dato che il ciclo dell'energia, dalla produzione e importazione al consumo finale, contribuisce con oltre l'80 per cento alle emissioni di gas serra, le considerazioni di questa delibera hanno forti implicazioni soprattutto per il settore energetico.

Lo scenario di riferimento della delibera del CIPE è basato su una prospettiva di crescita del PIL del 2,0 per cento medio annuo, e incorpora numerose ipotesi di miglioramento dell'efficienza energetica e di sostituzione tra le fonti, il cui successo, sebbene auspicabile, non si può dare per garantito per una serie di motivi indipendenti dalla politica energetica: una crescita più o meno forte dell'economia di quella ipotizzata nello scenario, vincoli agli investimenti ecc. Sembra pertanto utile vagliare le implicazioni, per la regolazione del settore elettrico e del gas, di scenari caratterizzati da una crescita più o meno veloce del fabbisogno di energia.

Nel decennio trascorso l'Italia ha avuto una crescita economica contenuta rispetto alla media dell'Unione europea. Nel periodo 1990-2000 l'aumento del PIL si è attestato su un valore di poco superiore all'1,5 per cento medio annuo, contro un valore medio per l'Unione europea di 2,0 per cento e per il gruppo

TAV. 3.5 **INTENSITÀ ENERGETICA DEL PIL 1980-2010**

	ENERGIA FINALE (tep/MILIONI DI €)	ENERGIA ELETTRICA (MWh/MILIONI DI €)
1980	148,8	231,4
1985	135,5	231,3
1990	134,3	247,6
1995	132,3	258,1
2000	129,7	269,0
2005		
- bassa crescita	126,4	275,4
- alta crescita	126,2	274,9
2010		
- bassa crescita	122,8	280,9
- alta crescita	121,7	279,5

dei maggiori paesi (Francia, Germania, Regno Unito e Spagna) pari a 1,9 per cento. Le potenzialità di sviluppo, in termini di mancata crescita, sono pertanto significative e tali da considerare come possibile nel futuro anche una crescita più veloce che per la media dei paesi dell'Unione europea.

Per il periodo 2000-2010 sono stati pertanto presi in considerazione due scenari: uno di bassa crescita del PIL (1,6 per cento medio annuo), che ipotizza una continuazione della crescita del precedente decennio, e uno di alta crescita (2,3 per cento medio annuo), che esprime il recupero dello sviluppo mancato negli anni Novanta. Queste situazioni hanno implicazioni evidentemente molto diverse per i fabbisogni energetici. La trasformazione degli scenari economici in domanda finale di energia assume coefficienti energetici costanti nel tempo, in particolare delle intensità energetiche a livello di singoli settori e dei tassi storici di sostituzione tra le fonti finali. Essa inoltre incorpora l'effetto delle misure indicate nello scenario di riferimento del CIPE, dirette a migliorare l'efficienza energetica negli usi finali e a orientare la sostituzione delle fonti. I principali risultati in termini di fabbisogno di energia finale sono riportati nelle tavole 3.5 e 3.6. La tavola 3.5 rileva per l'energia finale un calo dell'intensità del 5-6 per cento nel decennio in corso, sostanzialmente più forte rispetto a quello del precedente decennio, e per l'energia elettrica una notevole riduzione dell'incremento: 4 per cento rispetto al 9 per cento del decennio precedente. Sia per i consumi finali nel loro complesso sia per quelli di elettricità, la riduzione dell'intensità (o dell'aumento dell'intensità) è significativa-

TAV. 3.6 **FABBISOGNI DI ENERGIA NEGLI USI FINALI 1990-2010**

Milioni di tep

ANNO E FONTI DI ENERGIA(A)	USI CIVILI	INDUSTRIA	TRASPORTO E ALTRI USI	TOTALE
1990				
Gas naturale	15,7	13,0	1,9	30,7
Energia elettrica	8,0	9,5	0,9	18,5
Prodotti petroliferi e altre fonti	11,2	13,9	42,2	67,3
Totale	34,9	36,5	45,0	116,4
2000				
Gas naturale	20,7	16,7	1,4	38,8
Energia elettrica	10,6	11,7	1,1	23,4
Prodotti petroliferi e altre fonti	8,5	11,0	49,6	69,1
Totale	39,8	39,4	52,1	131,4
2010 Bassa crescita				
Gas naturale	24,9	18,9	1,2	45,0
Energia elettrica	13,8	13,7	1,3	28,8
Prodotti petroliferi e altre fonti	7,9	10,9	56,8	75,7
Totale	46,5	43,6	59,3	149,4
2010 Alta crescita				
Gas naturale	26,7	20,0	1,3	48,0
Energia elettrica	14,8	14,5	1,3	30,7
Prodotti petroliferi e altre fonti	8,5	11,5	60,6	80,7
Totale	50,0	46,1	63,3	159,4

(A) Sono esclusi i bunkeraggi.

mente più rapida nello scenario di alta crescita del PIL, che esprime un maggiore tasso di investimento e di *turnover* degli impianti.

La tavola 3.6 confronta il fabbisogno di energia finale per settori e fonti nel 2005 e nel 2010 con i consumi finali storici degli anni Novanta. Si notano soprattutto sia la continuazione del declino dei prodotti petroliferi negli usi civili e nell'industria a favore del gas naturale e dell'energia elettrica, sia l'aumento ancora significativo dei consumi di gas naturale principalmente nel settore degli usi civili ma anche nell'industria. Si osserva inoltre l'incremento ancora forte del fabbisogno elettrico: 2,1 e 2,7 per cento, rispettivamente negli

FIG. 3.1 **ANDAMENTO DEL RAPPORTO ENERGIA FINALE/PIL 1980-2010**

tep/milioni di euro

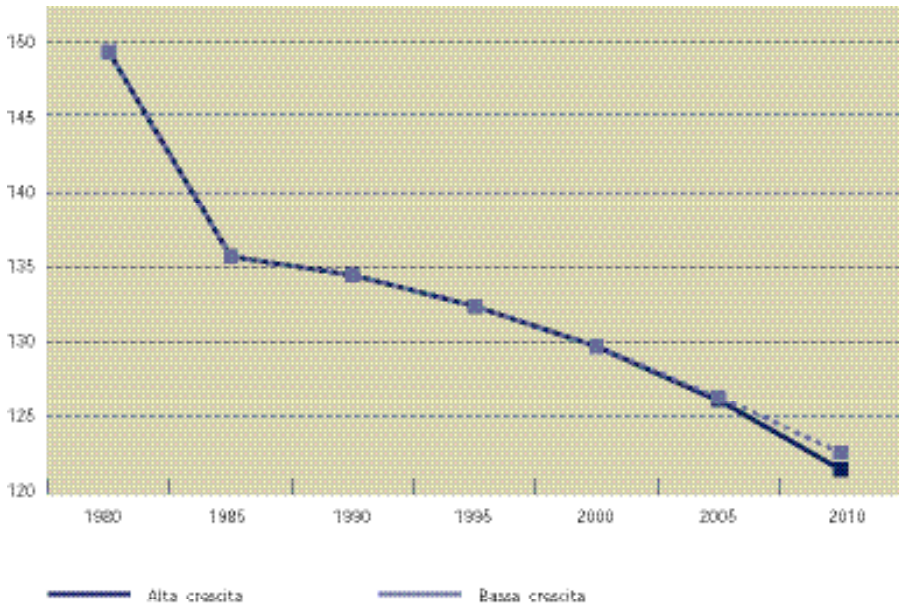
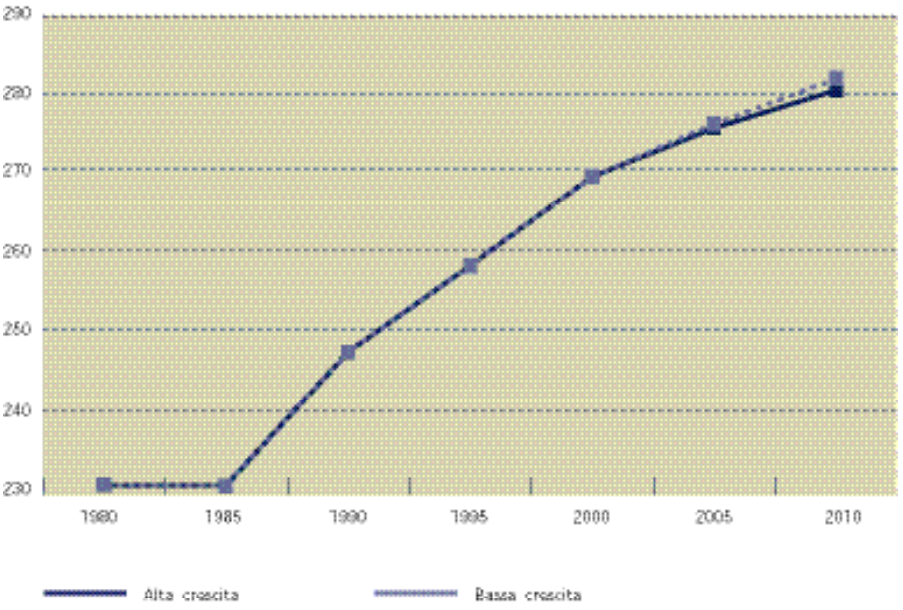


FIG. 3.2 **ANDAMENTO DEL RAPPORTO ENERGIA ELETTRICA/PIL 1980-2010**

MWh/milioni di euro



scenari di bassa e alta crescita. In particolare, nel 2010 il consumo di energia elettrica supera ampiamente quello dei prodotti petroliferi e di altre fonti (carbone, combustibili vegetali, calore di varia origine) in tutti i settori escluso quello dei trasporti, che peraltro continua a esprimere un significativo potenziale di crescita.

Si esamina di seguito l'andamento atteso degli approvvigionamenti di energia elettrica e di gas nei due scenari come quadro di riferimento per la regolazione di questi due settori, soprattutto in considerazione del crescente utilizzo di gas per la generazione elettrica previsto anche nel futuro. L'elevata incidenza della generazione elettrica nei consumi complessivi di gas richiede un più attento esame dei possibili sviluppi in relazione ai lavori di *repowering* e alla costruzione di nuovi impianti. Per il gas si tratta essenzialmente di verificare la dinamica di sviluppo delle infrastrutture di importazione.

Generazione elettrica

Il bilancio dell'energia elettrica nei vari scenari presi in considerazione viene riportato nella tavola 3.7. Esso parte dalla domanda di energia negli usi finali, già indicata nella tavola 3.6. Le perdite di rete e i consumi dei servizi ausiliari sono calcolati in base ai coefficienti tendenziali dell'ultimo decennio.

Per le importazioni nette si è assunto un valore massimo prossimo a 60 TWh in linea con lo scenario di riferimento della delibera del CIPE. Il contributo dei pompaggi è di più incerta valutazione e pertanto sono stati ipotizzati due scenari. Infatti, a partire da 1998 il rapporto tra energia destinata ai pompaggi e richiesta sulla rete ha iniziato a salire da valori storici stabili attorno al 2,5 per cento per arrivare fino al 3,4 per cento nel 2002. Tale comportamento sembra collegato con il riconoscimento di un prezzo maggiore nella fascia tariffaria F1 di picco della domanda, ma non è possibile prevedere l'evoluzione del fenomeno con l'apertura della borsa.

Per le considerazioni sulla struttura della generazione elettrica sono centrali la normativa relativa ai certificati verdi e le regole di dispacciamento previste dalla futura borsa elettrica. In particolare, le generazioni idro e geotermoelettrica e da fonti rinnovabili sono state calibrate in base all'obbligo previsto per i certificati verdi nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e agli incrementi di tale obbligo indicati nel disegno di legge AC 3297. Le stime di cogenerazione sono allineate alle indicazioni della Direttiva europea in fase di discussione (si assume che l'80 per cento della cogenerazione avvenga a base di gas naturale). Le regole della borsa prevedono che venga dispacciata con priorità la generazione da impianti a base di fonti rinnovabili e da impianti di cogenerazione, mentre per quelli termoelettrici "convenzionali" è previsto un dispacciamento di merito economico. Per essi viene pertanto assunto il dispacciamento nell'or-

TAV. 3.7 **BILANCIO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA 2000-2010**

TWh

	2000	2001	2002	2005					2010				
				A	B	C	D1	D2	A	B	C	D1	D2
Produzione lorda	276,8	278,9	283,6	303,4	303,4	302,2	310,6	309,4	344,3	344,3	340,2	369,4	365,0
idro, geo e rinnovabili[A]	51,4	55,0	49,5	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
idroelettrica da pompaggi	6,8	7,1	7,5	9,3	9,3	8,5	9,5	8,7	12,6	12,6	9,5	13,4	10,1
termoelettrica	218,5	216,8	226,6	238,0	238,0	237,7	245,0	244,7	263,7	263,7	262,6	287,9	286,9
- carbone	*26,3*	*31,7*	*35,8*	*34,8*	*34,8*	*34,8*	*35,4*	*35,4*	*42,0*	*36,5*	*42,0*	*43,0*	*43,0*
- olio combustibile	*85,9*	*75,0*	*76,1*	*53,4*	*53,4*	*54,9*	*53,7*	*53,5*	*34,4*	*19,6*	*45,0*	*34,1*	*33,4*
- gas naturale	*97,6*	*95,9*	*98,8*	*135,8*	*135,8*	*134,0*	*141,8*	*141,7*	*173,4*	*193,5*	*161,7*	*196,8*	*196,4*
- altro	*8,8*	*14,1*	*15,9*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*
di cui:													
- cogenerazione[B]	*n.d.*	*45,0*	*47,2*	*53,9*	*53,9*	*52,0*	*53,9*	*53,9*	*65,0*	*65,0*	*52,0*	*65,0*	*65,0*
Consumi dei servizi ausiliari	13,3	13,0	13,3	14,0	14,0	14,0	14,3	14,3	15,4	15,4	15,4	16,5	16,5
Produzione netta	263,3	266,0	270,3	289,4	289,4	288,3	296,3	295,1	328,9	328,9	324,8	352,9	348,5
Importazioni nette	44,3	48,4	50,6	54,6	54,6	54,6	55,9	55,9	61,1	61,1	61,1	62,9	62,9
Energia destinata ai pompaggi	9,1	9,5	10,6	12,4	12,4	11,3	12,7	11,5	16,8	16,8	12,7	17,9	13,5
Richiesta	298,5	304,8	310,4	331,6	331,6	331,6	339,4	339,4	373,2	373,2	373,2	397,9	397,9
Perdite di rete	19,2	19,3	19,9	21,4	21,4	21,4	21,9	21,9	24,1	24,1	24,1	25,7	25,7
Consumi finali	279,3	285,5	290,5	310,1	310,1	310,1	317,5	317,5	349,1	349,1	349,1	372,2	372,2

(A) La voce include la generazione termoelettrica da rifiuti e da biomasse.
(B) La cogenerazione negli anni 2001 e 2002 è stimata in base alle caratteristiche degli impianti.

Fonte: Per i dati storici, Gestore della rete di trasmissione nazionale.

dine inverso del costo variabile di generazione. I risultati sono calibrati per un prezzo del petrolio superiore ai 22 $/b; per prezzi inferiori è possibile prevedere uno spostamento delle quote di generazione a carbone a favore di un maggiore impiego di olio combustibile; tale possibilità, tuttavia, non dovrebbe influire in maniera rilevante sui consumi di gas naturale.

La revisione sulla generazione termoelettrica si divide in due periodi: il primo, fino al 2005-2006, in cui non vi sono praticamente differenze tra gli scenari; il secondo, fino al 2010, in cui appaiono sostanziali divergenze, sia tra gli scenari di bassa e alta crescita economica, sia nell'ambito di ciascuno di essi.

Entro il 2005-2006 è prevista l'entrata in funzione sia di 4,4 GW di impianti a ciclo combinato a completamento dei lavori di *repowering* negli impianti dismessi di Enel S.p.A. (come indicato nella tavola 4.5 del Capitolo 4), sia di 4,0 GW di nuovi impianti a ciclo combinato, ovvero il 50 per cento della potenza autorizzata a oggi dal Ministero delle attività produttive come illustrato nella tavola 4.6 del Capitolo 4. Non è prevista nessuna variazione nella capacità di generazione a carbone o a *orimulsion* rispetto al 2002. Infine, negli impianti policombustibili a vapore a condensazione si prevede un ricorso al 70 per cento a olio combustibile e al 30 per cento a gas naturale; infatti, il minor impiego orario di questi impianti e, in qualche caso, la loro ambientalizzazione permettono utilizzi di olio combustibile con percentuali superiori a quelle attuali, nel rispetto della normativa ambientale e a costi significativamente inferiori.

Per il periodo successivo, fino al 2010, lo scenario di bassa crescita economica considera due varianti con significative differenze in termini di impiego di gas naturale: minimo per lo scenario A e massimo per lo scenario B.

Nel caso dello scenario A sono previsti il completamento dei lavori di *repowering* per 9,0 GW e l'entrata in funzione di 8,0 GW di nuovi impianti a ciclo combinato. La capacità a carbone aumenta di 1,3 GW per l'effetto composto della conversione di una centrale a olio combustibile e del ritiro di piccole unità a carbone. La capacità di generazione a *orimulsion* viene incrementata di 1,8 GW. Si assume che negli impianti policombustibili la generazione a base di olio combustibile aumenti a 80 per cento.

Nello scenario B è prevista una maggiore penetrazione dei cicli combinati: 10,0 GW dal completamento dei lavori di *repowering* negli impianti delle Gen.Co., e 10,0 GW di nuovi impianti. La capacità a carbone rimane invariata ma si considera un leggero incremento del fattore di carico rispetto al 2005. Come nello scenario A, si prevede l'impiego di ulteriori 1,8 GW alimentati a *orimulsion*, mentre per gli impianti policombustibile si assume che vengano alimentati per il 60 per cento da olio combustibile e per il 40 per cento da gas naturale.

Per completezza, è stato anche preso in considerazione uno scenario C, che considera uno sviluppo inferiore della cogenerazione e un rallentamento delle pratiche autorizzative relative ai nuovi impianti a ciclo combinato con un impatto negativo sul fabbisogno di gas naturale. L'effetto risulta tuttavia minimo in quanto, nonostante la diminuita generazione a gas rispetto agli scenari A e B, il maggiore ricorso agli impianti policombustibili, caratterizzati da efficienze notevolmente inferiori ai cicli combinati, determina un consumo di gas solo leggermente inferiore allo scenario A.

Per lo scenario D ad alta crescita economica sono state prese in considerazione unicamente le due varianti relative all'energia destinata ai pompaggi. Il maggiore livello di generazione richiesto in questi scenari viene soddisfatto per

metà mediante l'allestimento di ulteriori 2,0 GW di capacità a ciclo combinato rispetto allo scenario B, e per la parte restante attraverso un generale aumento dell'utilizzo della capacità installata; nel complesso si tratta di un incremento di circa 200 ore all'anno.

Produzione e importazioni di gas naturale

Il fabbisogno di gas naturale per la generazione elettrica che deriva dagli scenari appena considerati viene indicato nella tavola 3.8, assieme a quello nei settori d'uso finale. Al 2005 è previsto un fabbisogno di 77-78 miliardi di m^3. Il ventaglio delle possibilità prese in considerazione individua per il 2010 un fabbisogno minimo e massimo, rispettivamente, di circa 89 e 99 miliardi di m^3. Nel 2002 le importazioni di gas naturale sono state di 58,1 miliardi di m^3 (pari all'83 per cento del fabbisogno nazionale di 69,9 miliardi di m^3), di cui 54,3 miliardi di m^3 via gasdotto e 3,6 miliardi di m^3 di GNL. Nello stesso anno si è registrato un incremento del gas in stoccaggio pari a 1,4 miliardi di m^3 standard, in parte dovuto all'aumento dello spazio disponibile nel sistema (0,7 miliardi di m^3 standard).

Il coefficiente medio di utilizzo dell'infrastruttura di importazione via gasdotto, tenendo conto dell'effettiva capacità di trasporto sia in Italia sia all'estero,

TAV. 3.8 **FABBISOGNO DI GAS NATURALE 2000-2010**

Miliardi di m^3

	2000	2001	2002	2005			2010		
BASSA CRESCITA ECONOMICA				A	B	C	A	B	C
Usi civili	25,1	25,9	25,4	25,9	25,9	25,9	28,9	28,9	28,9
Industria	20,2	20,4	20,5	20,9	20,9	20,9	22,5	22,5	22,5
Trasporti e altri usi	1,7	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Generazione elettrica	22,8	23,2	23,0	28,7	28,7	28,7	37,2	41,3	35,9
Totale	**69,8**	**71,0**	**70,4**	**77,0**	**77,0**	**77,0**	**90,0**	**94,2**	**88,7**
ALTA CRESCITA ECONOMICA				D1	D2		D1	D2	
Usi civili				26,5	26,5		30,9	30,9	
Industria				21,2	21,2		23,6	23,6	
Trasporti e altri usi				1,5	1,5		1,6	1,6	
Generazione elettrica				28,7	28,7		42,6	42,5	
Totale				**78,0**	**78,0**		**98,8**	**98,7**	

TAV. 3.9 **FABBISOGNO DI GAS NATURALE E CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NELL'ANNO 2010 IN BASE ALLE INFRASTRUTTURE ATTUALMENTE PROGRAMMATE**

Miliardi di m³ standard

	BASSA CRESCITA ECONOMICA			ALTA CRESCITA ECONOMICA	
	A	B	C	D1	D2
Fabbisogno	90,0	94,2	88,7	98,8	98,7
Perdite di Gas non contabilizzato (GNC)	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Fabbisogno lordo	**91,2**	**95,4**	**89,9**	**100,1**	**100,0**
Produzione nazionale	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Capacità di importazione	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1
Totale disponibilità	**96,1**	**96,1**	**96,1**	**96,1**	**96,1**

è stato pari all'80 per cento. In particolare, nei punti di entrata del gas importato dal Nord Europa e dalla Federazione russa si sono registrati valori superiori alla media; viceversa, inferiore alla media è il valore registrato nel punto di entrata del gas importato dall'Algeria. L'importazione via GNL ha, invece, sfruttato tutta la capacità disponibile.

Per i prossimi anni sono programmati, in relazione a impegni contrattuali di fornitura già formalizzati, alcuni potenziamenti delle infrastrutture di importazione via gasdotto sia in Italia sia all'estero, in particolare per gli incrementi dell'importazione dall'Algeria e dalla Federazione russa e per le nuove importazioni dalla Libia. Tenendo conto del potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Europa (punto di ingresso Passo Gries, entrato a regime negli ultimi mesi del 2002) e considerando un coefficiente di utilizzo complessivo dell'85 per cento, potrà essere disponibile una capacità di importazione via gasdotto di 84,6 miliardi di m³ standard annui a partire dal 2008. A essa va aggiunta la capacità di importazione esistente via GNL di circa 3,5 miliardi di m³ standard.

Nell'ipotesi che continui il declino della produzione nazionale di gas fino a 8 miliardi di m³ standard e considerando soltanto i potenziamenti dell'infrastruttura di importazione sopra descritti, l'offerta di gas sarà pari a 96 miliardi di m³ standard, cioè sufficiente a garantire la copertura dei fabbisogni solo nell'ipotesi di bassa crescita economica. Sono allo studio diversi progetti di nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione (citati nel Capitolo 5 dedicato al settore del gas naturale) che potranno colmare il divario. In mancanza di impegni contrattuali sicuri, tali progetti non sono stati inclusi nella stima dell'offerta.

Tuttavia, in un regime non più dominato dal monopolio, le infrastrutture di importazione devono essere sufficienti per la copertura dei fabbisogni interni e

permettere anche un opportuno livello di concorrenza. Questo aspetto assume un rilievo ancora maggiore quando si considera che l'Italia si trova ad un crocevia di flussi di gas naturale di diversa provenienza e pertanto nelle condizioni perfette per svolgere un ruolo di *hub* per il mercato europeo nel suo insieme.

L'esame dell'equilibrio tra domanda e offerta di gas naturale in un'ottica di promozione della concorrenza non può evidentemente prescindere dalle problematiche inerenti alla regolazione del settore. L'aspetto critico della promozione degli investimenti in infrastrutture essenziali di importazione in un mercato regolato viene ripreso con i dovuti approfondimenti nel Capitolo 5. In particolare, il paragrafo *Approvvigionamento: produzione nazionale e importazioni* esamina in dettaglio la questione delle nuove infrastrutture di approvvigionamento di gas.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Le modifiche legislative

Il Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), presentato dal Governo al Parlamento il 9 luglio 2002, ha dedicato un apposito paragrafo al settore dell'energia, riaffermando la volontà governativa di completare il processo di liberalizzazione in coerenza con gli accordi raggiunti nel precedente Consiglio dei ministri dell'Unione europea di Barcellona. La liberalizzazione dovrà essere attuata garantendo sicurezza, flessibilità ed economicità degli approvvigionamenti, con l'obiettivo primario della riduzione dei prezzi dell'elettricità. Come previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, il Dpef costituisce il principale strumento di indirizzo e riferimento per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas nello svolgimento della propria attività.

Tra le priorità per il sistema elettrico vengono indicate la crescita dell'offerta, favorendo ove possibile il riequilibrio territoriale nella localizzazione delle centrali, e l'espansione della rete nazionale di trasmissione anche adeguando la remunerazione dell'attività. In tale scenario si inserirà la riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione in un unico soggetto quotato in borsa. Si sono inoltre create le condizioni per l'avvio della borsa elettrica, in cui sarà concentrata l'offerta di energia elettrica, così da garantire stabilità e trasparenza alla formazione dei prezzi. Altre indicazioni hanno riguardato la ridefinizione degli *stranded cost*, fatti salvi i diritti maturati (come poi si è successivamente provveduto), e l'affinamento del meccanismo del *price cap*, individuando obiettivi di efficienza ambiziosi ma effettivamente raggiungibili. Per il gas naturale non devono essere penalizzati né i contratti *take or*

pay, sottoscritti prima dell'avvio della liberalizzazione, né quelli che comportano una diversificazione delle aree di approvvigionamento. Si è richiesto inoltre di completare il quadro regolamentare degli stoccaggi e di assicurare una equa remunerazione e condizioni di accesso favorevoli a coloro che realizzavano nuove infrastrutture.

Il Parlamento, con le risoluzioni approvate dal Senato della Repubblica il 24 luglio 2002 e dalla Camera dei deputati il giorno successivo, ha approvato il Dpef, impegnando il Governo a proseguire le politiche di liberalizzazione per assicurare l'allargamento della concorrenza e la riduzione dei costi, a beneficio delle diverse categorie di utenti e, allo stesso tempo, per garantire adeguate prospettive di sviluppo del settore.

Legge 28 ottobre 2002, n. 238 ("blocca tariffe" e decreto del Presidente del Consiglio dei ministri con criteri tariffari integrativi)

Successivamente all'aggiornamento tariffario disposto dall'Autorità per il bimestre settembre-ottobre 2002, il Governo ha emanato il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, *Misure urgenti in materia di servizi pubblici*, che delegava il Presidente del Consiglio dei ministri, con proprio decreto, a integrare i criteri generali tariffari disposti per l'energia elettrica e per il gas naturale dalla legge n. 481/95. Il decreto legge, convertito in legge dall'articolo 1 della legge 28 ottobre 2002, n. 238, disponeva l'invarianza delle tariffe determinate anteriormente all'1 agosto 2002 fino al 30 novembre successivo, data entro la quale doveva essere emanato il decreto del Presidente del Consiglio. Come dichiarato dai relatori di Camera e Senato del disegno della legge di conversione, il provvedimento è stato attuato in seguito ai timori manifestati dall'opinione pubblica riguardo a possibili aumenti delle tariffe dei servizi di pubblica utilità, ma l'adozione di criteri tariffari integrativi non vuole alterare le prerogative di indipendenza e autonomia dell'Autorità. Nel corso del dibattito, il Parlamento ha peraltro manifestato l'esigenza di conoscere il contenuto del previsto decreto prima di provvedere all'approvazione della legge di conversione. In seguito a questa richiesta la Camera ha elaborato e approvato a larghissima maggioranza, nella seduta del 16 ottobre 2002, un ordine del giorno poi trasposto nel decreto del Presidente del Consiglio 31 ottobre 2002. L'ordine del giorno impegnava il Governo a integrare i criteri tariffari, prevedendo che l'Autorità definisse, calcolasse e aggiornasse le tariffe anche successivamente all'apertura dei mercati; ciò per consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato, adottando metodologie di riconoscimento dei costi di combustibile e della materia prima in grado di minimizzarne l'impatto inflazionistico.

Legge 12 dicembre 2002, n. 273

Nel corso del 2002 si è esaurito l'iter di approvazione del disegno di legge *Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza*, presentato il 28 novembre 2001, collegato alla legge finanziaria, contente disposizioni per il settore energetico (legge n. 273/02). Sul provvedimento l'Autorità ha avuto modo di esprimere le proprie valutazioni sia in audizione presso la Camera, sia attraverso una segnalazione a Governo e Parlamento. Al termine dell'approfondito dibattito svoltosi in entrambi i rami del Parlamento, il testo originario è stato ampiamente emendato e alcune disposizioni stralciate per essere inserite nel più organico disegno di legge di riordino del settore energetico. In materia di approvvigionamento di gas naturale il provvedimento ha disposto una priorità di utilizzo, per una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, a favore dei soggetti che investono nella messa in opera delle nuove infrastrutture; è stata inoltre esclusa l'applicazione delle tariffe nazionali di trasporto del gas per i tratti di gasdotto ubicati entro il mare territoriale italiano. In materia di importazioni di elettricità vengono disposte priorità di assegnazione della capacità di trasporto, se insufficiente rispetto alla domanda, ai clienti idonei direttamente connessi con la rete di trasmissione nazionale, nonché ai clienti idonei in grado di assicurare l'interrompibilità istantanea del carico di potenza, e a chi è in grado di garantire il completo utilizzo della capacità assegnata per almeno l'80 per cento delle ore annue.

Altri interventi rilevanti per il settore energetico

Nel corso dell'esame della legge 27 dicembre 2002, n. 289, legge finanziaria 2003, il Parlamento ha modificato il testo originario presentato dal Governo il 3 ottobre 2002, sopprimendo le previste disposizioni restrittive in materia di assunzioni di personale a tempo indeterminato e determinato da parte delle Autorità amministrative indipendenti.

In occasione dell'incontro svoltosi a Roma il 21 febbraio 2003, il Presidente del Consiglio Silvio Berlusconi e il Primo Ministro Tony Blair hanno concordato una dichiarazione congiunta che, tra l'altro, nel sollecitare il completamento del mercato energetico interno, raccomanda alla Commissione europea di proporre una nuova ed efficace regolazione delle transazioni transfrontaliere di gas naturale, volta a garantire l'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture di rete.

Con la legge 7 aprile 2003, n. 80, il Parlamento ha delegato il Governo a operare una complessiva riforma del sistema fiscale statale. La legge dispone le *Linee guida* che il Governo sarà tenuto a seguire nell'emanazione di uno o più decreti legislativi attuativi della riforma. Il nuovo sistema si baserà su 5 imposte ordinate in un unico codice: imposta sul reddito, imposta sul reddito delle

società, imposta sul valore aggiunto (IVA), imposta sui servizi, accisa. In particolare per quest'ultima imposta il Governo è chiamato, tra l'altro, ad adeguare le strutture dei sistemi di prelievo tributario alle nuove modalità di funzionamento del mercato nei settori oggetto di liberalizzazione, in coerenza con le delibere dell'Autorità. Sulla necessità di adeguare il sistema di prelievo fiscale ai nuovi regimi tariffari l'Autorità aveva in precedenza inviato una segnalazione a Governo e Parlamento (vedi sopra). La posizione dell'Autorità è stata anche illustrata nel corso di una audizione presso l'Ufficio di Presidenza della VI Commissione finanze della Camera, in data 3 luglio 2002.

Abolizione degli stranded cost

Il 18 febbraio 2003 il Governo ha emanato il decreto legge n. 25, contenente disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e modifiche al precedente decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, relativo alla procedura di realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica. Nel corso dei lavori parlamentari il decreto legge è stato integrato con disposizioni che permettono al Ministro delle attività produttive di autorizzare l'utilizzo di impianti termoelettrici per i quali non risulta garantito il rispetto dei limiti di emissione in atmosfera. Un precedente decreto legge con analoghe finalità non era stato convertito in legge dal Parlamento ed era pertanto decaduto. Come illustrato dal relatore nell'avvio dei lavori parlamentari presso la Camera, le disposizioni in materia di oneri generali del sistema elettrico hanno l'obiettivo di accelerare la realizzazione della borsa elettrica, eliminando possibili vantaggi competitivi nel mercato dell'energia elettrica, conseguenti alla diversa posizione dei nuovi operatori e di quelli esistenti. In particolare, il provvedimento, convertito nella legge 17 aprile 2003, n. 83, ridetermina gli oneri generali delimitandoli, a decorrere dall'1 gennaio 2004, ai costi connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari, all'attività di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico, ai regimi tariffari speciali e alla reintegrazione dei maggiori costi per Enel dell'importazione del gas dalla Nigeria. Il provvedimento dispone pure la soppressione retroattiva, a partire dall'1 gennaio 2002, della restituzione della rendita idroelettrica. A opera del Parlamento, il testo originario del decreto legge è stato anche modificato stabilendo l'obbligo per i ministeri interessati di sentire l'Autorità, che si deve pronunciare entro 30 giorni, prima di emanare i previsti decreti ministeriali attuativi della legge. Sul provvedimento l'Autorità ha avuto modo di esprimere le proprie valutazioni nell'audizione del 28 febbraio 2003, presso la Commissione attività produttive della Camera.

Il dibattito sull'energia e le politiche di sviluppo

Indagine conoscitiva sulle recenti dinamiche dei prezzi e delle tariffe e sulla tutela dei consumatori

Alla riapertura dei lavori parlamentari dopo la pausa estiva, nel mese di settembre 2002, la Commissione industria, commercio e turismo del Senato e la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera hanno avviato una indagine conoscitiva congiunta sulle dinamiche dei prezzi e delle tariffe. Essa ha preso le mosse dalla constatazione di una crescente preoccupazione dell'opinione pubblica, manifestatasi dopo l'introduzione dell'euro, in ordine all'andamento dei prezzi, alla misura delle tariffe e all'adeguatezza degli strumenti di rilevazione delle variazioni dei prezzi. Nell'ambito dell'indagine sono state svolte numerose audizioni con tutti i principali soggetti economici, sociali e istituzionali interessati, compresa l'Autorità (vedi sopra) conclusesi nel mese di febbraio 2003. Le considerazioni finali dell'indagine, approvate all'unanimità dalla X Commissione della Camera il 16 aprile 2003, hanno sottolineato come la politica comunitaria della concorrenza deve essere considerata quale fondamentale strumento di tutela dei consumatori. L'impatto dell'introduzione dell'euro è stato analizzato in termini di coerenza tra inflazione percepita e inflazione reale, e dei risvolti anche di natura psicologica che hanno inciso sull'opinione pubblica. Gli "arrotondamenti" effettivamente verificatisi appaiono in via di riassorbimento, così come l'impatto inflazionistico e quindi sembrano ormai inutili eventuali azioni volte ad agevolare la comprensione del valore della nuova moneta. Affermata la sostanziale affidabilità dell'indice di variazione dei prezzi al consumo calcolato dall'Istat, il documento segnala l'opportunità di verifiche periodiche della composizione del paniere e dei relativi pesi, al fine di assicurare un tempestivo adeguamento all'evoluzione della struttura dei consumi. Nel merito della riduzione delle tariffe dei servizi pubblici, le conclusioni del Parlamento auspicano un completamento del processo di liberalizzazione in atto, con particolare riferimento all'energia, anche se in questo settore pesa negativamente il mix dei combustibili utilizzato per la produzione di elettricità. Unitamente all'aumento delle interconnessioni con l'estero, il cambiamento del mix delle fonti richiede tempi lunghi e quindi i risultati delle politiche di liberalizzazione potranno essere valutati compiutamente solo nel medio termine.

Stralci dal Documento conclusivo dell'indagine parlamentare conoscitiva sulle dinamiche dei prezzi e delle tariffe e sulla tutela dei consumatori

"Apertura dei diversi settori alla concorrenza non significa affidarsi semplicemente alla logica del mercato, negando qualsivoglia ruolo ai pubblici poteri. La liberalizzazione dei singoli mercati si è infatti realizzata, nell'intera Unione europea, attraverso puntuali interventi del legislatore e una successiva attenta attività di regolazione prevalentemente affidata ad Autorità indipendenti. Tali Autorità si sono rivelate i soggetti idonei a conciliare intervento pubblico e rispetto delle regole del mercato, in attesa che nei diversi settori si determinino scenari effettivamente competitivi, caratterizzati da una pluralità di attori dal lato dell'offerta e da una effettiva libertà di scelta dal lato della domanda. Simili processi sono stati avviati e hanno come obiettivo la difesa dei consumatori che, proprio grazie a essi, assumono un ruolo via via crescente e possono concretamente incidere sul funzionamento dei diversi mercati. Ciò emerge in maniera lampante dall'evoluzione che si sta registrando in alcuni servizi pubblici di primario rilievo per la collettività. In precedenza il consumatore era oggetto di tutela da parte dei poteri pubblici attraverso un regime di prezzi amministrati. Nei mercati liberalizzati, è lo stesso consumatore che tutela i propri diritti cambiando il fornitore che non lo soddisfa, con l'effetto di stimolare la concorrenza tra gli operatori. Motore e strumento di regolazione del sistema diverrà in maniera sempre più evidente la libertà di scelta del consumatore. Il compito dell'Autorità pubblica tende in questo quadro a risultare circoscritto all'eliminazione di tutti gli ostacoli e gli impedimenti all'esercizio di tale libertà. Analogamente, compito delle associazioni dei consumatori è contribuire ad assicurare un elevato grado di trasparenza dei singoli mercati.

"L'indagine ha, in particolare, reso evidente come, in una fase di transizione dal pubblico al privato nella titolarità dei principali servizi pubblici, il contenimento delle tariffe debba realizzarsi garantendo la trasparenza dei diversi sistemi tariffari nonché il buon esito dei processi di trasformazione dei monopoli pubblici in un sistema di prezzi liberi e di liberalizzazione dei mercati. Le Autorità di settore hanno sino a oggi assicurato la corretta individuazione dei diversi elementi delle tariffe costituiti dai costi fissi sostenuti dalle imprese, gradualmente ridotti dalle stesse Autorità attraverso lo stimolo dell'efficienza, dalla quota di imposte e così via. Per quanto in particolare riguarda le tariffe energetiche, che sono tra le più alte in Europa sia per le famiglie sia per le imprese, va osservato come una riduzione delle stesse potrà avvenire, oltre che con il passaggio a un regime di prezzi liberi in un quadro di effettiva concorrenza tra una pluralità di operatori, solo affrancando la produzione di energia dall'assoluto predominio di petrolio e gas, le fonti più costose tra quelle disponibili sul mercato. Al fine di determinare una

significativa diminuzione dei prezzi, l'offerta di energia dovrà pertanto essere incrementata attraverso un diverso mix di combustibili e il rafforzamento dell'interconnessione con l'estero. Interventi ulteriori dovrebbero riguardare la razionalizzazione della disciplina relativa alle fonti rinnovabili, che andrebbero promosse solo quando realmente funzionali agli obiettivi di tutela ambientale, nonché il riesame della disciplina fiscale, con l'obiettivo di orientarla alla promozione delle fonti più economiche. Va in ogni caso ricordato come il settore dell'energia sia caratterizzato da cicli di investimento lunghi e, pertanto, i risultati delle politiche di liberalizzazione potranno essere compiutamente apprezzati solo nel medio termine. Un problema specifico è inoltre rappresentato dal sistema tariffario delle famiglie, che prevede prezzi estremamente bassi ma solo per la fascia di consumo non superiore ai 1 220 kW annui, un livello estremamente esiguo e nettamente inferiore agli standard di tutti paesi occidentali, che rischia, tra l'altro, di premiare determinate tipologie di consumatori a prescindere dalle condizioni sociali. La materia andrebbe complessivamente riesaminata al fine di definire innanzitutto una tariffa sociale riservata ai nuclei familiari contraddistinti dai redditi più bassi e di costruire inoltre, per tutte le famiglie, un sistema tariffario riferito ai consumi medi, in grado di incentivare il risparmio energetico e di fornire certezze in merito al costo dell'energia consumata.

"Per quanto specificamente attiene al settore energetico, appare fondamentale impegnarsi al fine di accelerare i processi di liberalizzazione e di incrementare il livello di concorrenza, cogliendo, in particolare, l'occasione rappresentata dall'esame del disegno di legge di riordino presentato dal Governo, i cui contenuti vanno valutati in tale prospettiva e tenendo presente la necessità di salvaguardare l'autonomia dell'Autorità di settore".

Legge di semplificazione 2001

La legge di semplificazione per l'anno 2001, che contiene anche disposizioni in materia di qualità della regolazione, riassetto normativo e codificazione, è stata rinviata alle Camere dal Presidente della Repubblica il 10 aprile 2003 per mancanza della copertura finanziaria e, al momento in cui si scrive, è in via di perfezionamento. Il provvedimento è di particolare rilevanza per l'Autorità perché dispone che le Autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza o di regolazione, si dotino di forme o metodi di analisi dell'impatto della regolazione. Le Autorità sono tenute a trasmettere al Parlamento le relazioni di analisi dell'impatto, verificando gli effetti derivanti dall'applicazione dei propri provvedimenti.

La versione iniziale del disegno di legge, presentato dal Governo il 25 ottobre 2001, stabiliva una delega al Governo per il riassetto delle disposizioni in mate-

ria di energia, con riguardo anche alla normativa di vigilanza e di regolazione dei servizi di pubblica utilità e a quella sui poteri in materia del Ministro per le attività produttive. Nel corso del dibattito parlamentare tale disposizione è stata soppressa in considerazione del contemporaneo avvio del dibattito sul disegno di legge di riordino del settore energetico.

I cambiamenti previsti dal disegno di legge di riordino del settore energetico

Il disegno di legge di riordino del settore energetico AC 3297, *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*, presentato dal Ministro delle attività produttive e approvato dal Consiglio dei ministri nel luglio 2002, ha iniziato l'iter parlamentare con l'assegnazione in prima lettura presso la Camera il 22 ottobre 2002.

Con il disegno di legge, il Governo ha inteso perseguire un complessivo riordino e una riforma del settore dell'energia, tenendo conto degli orientamenti propositivi che sono emersi nel corso dell'indagine conoscitiva sulla situazione e le prospettive del settore energetico, che ha visto impegnata la X Commissione della Camera nel corso del 2002, e che sono stati espressi nel documento conclusivo approvato il 18 aprile 2002 (vedi *Relazione Annuale* sul 2002, Capitolo 2). Secondo tali orientamenti, il Governo, attese le esigenze riguardanti gli aspetti economici e le istanze di carattere istituzionale, nel presentare un disegno di legge di riordino del settore energetico doveva tenere conto di 3 direttrici:

- definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni secondo il nuovo titolo V della parte seconda della Costituzione;
- completamento della liberalizzazione dei mercati;
- incremento dell'efficienza del mercato interno.

Linee guida del disegno di legge AC 3297 (stralcio dalla Relazione tecnica di accompagnamento)

- *Pieno ancoraggio dell'Italia alla costruzione europea, primo presupposto giuridico per l'elaborazione di una politica energetica rinnovata, nella legittima aspettativa che applicando princìpi comunitari ci si muova nel modo più armonico fra i diversi paesi e nella prospettiva di un'effettiva parità di condizioni formali e sostanziali. Sino a quando ciò non si realizzi non possono essere escluse iniziative a tutela delle condizioni di reciprocità tra operatori;*
- *attuazione del nuovo art. 117 della Costituzione che demanda alla legge dello Stato la definizione dei princìpi fondamentali in tema di produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia a cui dovrà attenersi la legislazione regionale;*
- *adozione, in materia di liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas, di indirizzi di politica generale da parte del Governo e di indirizzi settoriali da parte del Ministro delle attività produttive; pieno esercizio delle funzioni di indirizzo nei confronti dell'Autorità indipendente di regolazione del settore anche attraverso l'utilizzo e il potenziamento dello strumento del Documento di programmazione economica e finanziaria;*
- *istituzione di uno strumento organizzativo di raccordo fra Stato e autonomie regionali e definizione delle relative procedure;*
- *unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica;*
- *impulso all'avvio della borsa elettrica, avendo cura che ciò avvenga dopo la cessione della terza Gen.Co. e il monitoraggio del funzionamento della borsa, affinché si affermi una logica virtuosa di mercato;*
- *impulso all'avvio dell'operatività dell'Acquirente Unico S.p.A., fornitore del mercato dei clienti vincolati;*
- *valorizzazione nel settore della distribuzione del ruolo delle imprese che fanno capo a enti locali, attraverso una efficiente applicazione dei princìpi di contendibilità laddove la concorrenza non può realizzarsi;*
- *diversificazione degli approvvigionamenti attraverso la valorizzazione dei giacimenti nazionali di idrocarburi liquidi e gassosi, incentivando – nel pieno rispetto dei princìpi di tutela ambientale – gli investimenti per la ricerca e la coltivazione, lo snellimento e la semplificazione delle procedure per il rilascio dei permessi e delle concessioni;*
- *diversificazione delle provenienze del gas naturale, favorendo il completamento della rete dei metanodotti e incentivando la realizzazione di terminali di ricezione e di rigassificazione di GNL;*
- *incentivazione all'utilizzo di idrocarburi liquidi derivati da metano e all'uso pulito del carbone, attraverso la messa a punto di impianti a tecnologia*

avanzata che riducono l'impatto ambientale di questo combustibile; abolizione della carbon tax*;*

- *rivalutazione del ruolo del nostro paese nel settore della ricerca, in particolare per quanto riguarda l'energia nucleare;*
- *rafforzamento del ruolo delle fonti rinnovabili rivalutando la loro valenza strategica e quantificando le risorse che potranno essere destinate a questa finalità;*
- *riforma del sistema degli incentivi per l'utilizzo delle fonti rinnovabili, avente come obiettivo il raggiungimento degli standard europei e del Protocollo di Kyoto in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili, sostenendo le fonti che raggiungano questi obiettivi con performance economiche confrontabili con il costo del petrolio;*
- *rafforzamento del sistema di interconnessione delle infrastrutture su scala mondiale.*

I lavori della X Commissione della Camera in sede referente (relatore l'On. Stefano Saglia) sono iniziati il 20 novembre 2002. Il 14 maggio 2003, la Commissione ha terminato l'esame del disegno di legge con l'approvazione di oltre 150 emendamenti e lo ha inviato alle altre commissioni competenti per un parere. Il testo definitivo verrà discusso in aula, si prevede al momento in cui si scrive, nella prima metà di giugno 2003. I capisaldi della riforma proposta dal disegno di legge n. 3297, così come definiti dalla X Commissione, sono:

- l'accelerazione della liberalizzazione del settore elettrico: i clienti che consumano più di 50 000 kWh l'anno saranno liberi dal luglio 2004 e tutti i clienti (domestici compresi) dal luglio 2007;
- l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica in capo al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (Grtn), che acquista sempre più rilievo a fronte dell'eventuale abolizione, prospettata nel testo approvato, dell'Acquirente Unico e dell'avvio di una borsa elettrica transitoria (con ampio spazio riservato ai contratti bilaterali);
- la fusione e la privatizzazione del Grtn, di Terna e di Snam Rete Gas S.p.A. con un limite di possesso da definire fra il 15 e il 20 per cento;
- il mantenimento di clausole di reciprocità stringenti che di fatto definiscono limiti strutturali alle partecipazioni in imprese italiane di imprese di Stati membri che non garantiscono reciprocità nell'adozione delle Direttive europee di liberalizzazione;
- la conferma delle funzioni e delle competenze attribuite all'Autorità dalla

legge istitutiva con precisa definizione dei poteri sostitutivi del Governo in caso di ritardi negli adempimenti e di indirizzo da parte del Governo;

- l'esigenza di ridefinire il regime di incentivazione all'energia prodotta da fonti rinnovabili e l'approvazione di investimenti in energia nucleare all'estero;
- il riordino delle competenze in materia di energia fra Stato e Regioni, grazie al quale al primo sono affidate quelle riguardanti la programmazione economica (tale riordino resta comunque soggetto agli esiti della riforma costituzionale in discussione in Parlamento, presentata nel frattempo dal Ministro per gli affari regionali Enrico La Loggia).

Le politiche e la 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 sulla produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale di energia, lasciando allo Stato il potere di legiferare sui princìpi generali (sicurezza nazionale, concorrenza, interconnessione delle reti, gestione unificata dei problemi ambientali).

Le Regioni possono, pertanto, attraverso lo strumento della programmazione territoriale, prendere decisioni su temi che prima erano di rilevanza nazionale (centrali elettriche, impianti di rigassificazione, reti di trasporto e distribuzione, stoccaggio gas e petrolio) e che facevano capo alla potestà legislativa dello Stato. Ciò significa che 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 quello socioeconomico e produttivo del loro territorio.

Molte sono le Regioni nelle quali i piani energetici sono stati approvati da almeno uno degli organi regionali: Piemonte, Lombardia, Toscana, Valle D'Aosta, Trento, Bolzano, Calabria, Lazio, Basilicata, Sardegna ed Emilia Romagna; in altre, invece, gli stessi sono in fase di definizione: Umbria, Puglia, Campania, Liguria, Veneto e Sicilia.

Alcune Regioni hanno trasmesso i loro piani energetici all'Autorità, al fine di acquisire eventuali osservazioni e suggerimenti. Uno degli obiettivi principali di tali piani è quello di definire le condizioni idonee allo sviluppo di un sistema energetico, che dia priorità alle fonti rinnovabili e al risparmio di energia quali strumenti diretti al raggiungimento di una maggior tutela ambientale. In particolare, nei programmi energetici delle Regioni Calabria, Lombardia e Piemon-

te sono identificate come azioni indispensabili, per quanto riguarda la domanda, l'incentivazione alla riduzione dei consumi finali di energia (attività produttive, usi civili e trasporti) e, rispetto all'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).

È da segnalare l'iniziativa della Regione Lombardia, che 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. Con particolare riguardo al settore dell'energia elettrica e del gas tale iniziativa, nonostante rappresenti un passo importante nella tutela degli utenti perché introduce standard di qualità volti ad arricchire e completare quelli nazionali, può comportare costi aggiuntivi che, come tali, ad avviso dell'Autorità, devono essere sopportati esclusivamente dalla Regione o direttamente dai consumatori che vi risiedono.

Eguale attenzione merita il caso della Regione Sicilia che, con la legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, ha istituito un tributo ambientale gravante sui proprietari dei gasdotti regionali (art. 6). L'Autorità è 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; essi determinerebbero 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. La natura irrefutabile di dazio della misura adottata dalla Regione Sicilia non solo contrasta con l'art. 120 della Costituzione (come sostituito dall'art. 6 della legge costituzionale n. 3/01), ma determina soprattutto un appesantimento significativo delle tariffe di trasporto applicate agli utenti, che si avvalgono delle infrastrutture ubicate in Sicilia. Tali effetti distorsivi della concorrenza, che hanno un notevole impatto sull'ordinamento tariffario nazionale, sono sicuramente evitabili, ad avviso dell'Autorità, impiegando a livello locale lo strumento della fiscalità generale per tutelare l'interesse ambientale.

Eguali effetti distorsivi rischia di provocare anche la nuova iniziativa della stessa Regione Sicilia (recentemente accantonata) di istituire un tributo addizionale ambientale, la "tassa etica" sulla lavorazione del greggio e degli oli combustibili ad alto e basso contenuto di zolfo. Da tale quadro emerge pertanto evidente quanto sia indispensabile una cooperazione tra centro e periferia che, senza violare lo spirito della riforma, possa favorire l'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 (vedi il Capitolo 6).

Il quadro normativo sopra delineato è suscettibile di variazione sulla spinta di alcune recenti iniziative del Governo in materia di federalismo. Il disegno di legge ordinario *Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale del 18 ottobre 2001, n. 3*, approvato in prima lettura dal Senato il 23 gennaio 2003 e dalla Camera il 29 aprile 2003, è diretto ad armonizzare l'ordinamento vigente alle nuove norme costituzionali. Il provvedimento, presentato dal Ministro per gli affari regionali Enrico La Loggia, riempie di contenuti i principi della riforma e chiarisce i rapporti fra Stato, Regioni ed enti locali, al fine di ridurre, per lo più, i margini di conflitto fra norme statali e regionali in materia di legislazione concorrente.

Più incisivo il progetto di revisione del titolo V della Costituzione, di cui è sempre promotore il ministro Enrico La Loggia, che avvia una nuova riforma costituzionale. Infatti, lo schema di disegno di legge *Nuove modifiche al Titolo V, parte seconda, della Costituzione*, approvato dal Consiglio dei ministri l'11 aprile 2003, riporta al centro alcune delle materie passate alle Regioni con la riforma del 2001. La produzione, il trasporto, le scorte e gli stoccaggi strategici, la distribuzione nazionale dell'energia sono di nuovo ricondotti nella competenza esclusiva dello Stato.

L'obiettivo di tale disegno di legge, espresso chiaramente dal Governo nella relazione di accompagnamento al provvedimento, è correggere alcuni aspetti problematici della riforma del 2001 come "l'eccessiva estensione" delle competenze concorrenti fra Stato e Regioni e la mancanza di "disposizioni transitorie che regolassero la delicata fase di passaggio al nuovo assetto". Alla luce di tali motivazioni, è delineato nello schema del provvedimento un sistema delle competenze che, abbandonando definitivamente l'idea di una possibile legislazione cooperativa tra Stato e Regioni, si fonda unicamente su una legislazione ripartita. Il provvedimento, infatti, suddivide le competenze in modo esclusivo fra Stato e Regioni, cancellando del tutto l'elenco delle 22 materie a legislazione concorrente dell'art. 117, comma 3. Le Regioni sono tenute a legiferare nel rispetto "dell'interesse nazionale".

TUTELA DELL'AMBIENTE

Avvio del meccanismo dei certificati verdi e sviluppo delle fonti rinnovabili

Cornice normativa

Il 2002 è stato il primo anno in cui è entrato in funzione il meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sul sistema dei certificati verdi.
La cornice normativa era stata delineata dal decreto legislativo n. 79/99, art. 11, e specificata nel decreto ministeriale – Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, Ministero dell'ambiente – 11 novembre 1999. Con il nuovo meccanismo di incentivazione si prevede che:

- dal 2002 gli importatori e i produttori di energia elettrica devono immettere nella rete di trasmissione nazionale almeno il 2 per cento di energia rinnovabile prodotta in impianti entrati in operazione dopo l'1 aprile 1999. Tale percentuale si applica sulla produzione e sulla importazione dell'anno precedente, quindi del 2001, al netto degli autoconsumi di centrale, della cogenerazione, della produzione e dell'importazione di energia rinnovabile, e di una franchigia iniziale sui primi 100 GWh generati o importati;
- per gli anni successivi, fino a nuovo decreto, l'obbligo percentuale rimane invariato;
- la prova di avere ottemperato all'obbligo è data dalla consegna di certificati verdi, entro il 31 marzo dell'anno successivo, quindi del 2003, al Grtn; ciascun certificato verde, infatti, attesta la produzione di 100 MWh da impianto qualificato come rinnovabile;
- i certificati verdi sono rilasciati agli operatori di impianto a fonte rinnovabile, e possono essere ceduti ai soggetti a obbligo, o intermediari, tramite accordo bilaterale o attraverso le contrattazioni sul mercato predisposto dal Gestore del mercato S.p.A. (Gme), al prezzo che si forma sul mercato stesso;
- vengono intestati al Grtn i certificati verdi relativi alla produzione di energia rinnovabile proveniente da impianti che beneficiano delle convenzioni CIP6 e che sono entrati in operazione dopo l'1 aprile 1999;
- i certificati verdi intestati al Grtn vengono ceduti al prezzo risultante dalla differenza tra il costo di incentivazione medio dell'energia elettrica prodotta dagli impianti rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa.

Il decreto ministeriale del 18 marzo 2002 interviene a chiarire alcune modalità non specificate nella legislazione precedente. In particolare definisce:

- la normativa per il riconoscimento di certificati verdi in seguito a rifaci-

mento parziale di impianti idro e geotermoelettrici;

- le condizioni per il rilascio di certificati per la produzione in impianti che operano in co-combustione;
- la modalità di esenzione dall'obbligo per l'energia d'importazione certificata come rinnovabile;
- le modalità di computo della cogenerazione per l'anno 2001, ai fini dell'esenzione;
- la scelta dei valori di acconto delle tabelle di incentivazione degli impianti CIP6, quali riferimento per la fissazione del prezzo del certificato verde intestato al Grtn.

Il decreto del Ministero delle attività produttive 14 marzo 2003 approva il regolamento predisposto dal Gme per il funzionamento del mercato dei certificati verdi.
Infine, il disegno di legge AC 3297 di riordino del settore energetico, ancora in discussione in Parlamento e pertanto oggetto di continue modifiche, prevede l'introduzione di alcune novità nel meccanismo dei certificati verdi tra le quali:

- la possibilità di incrementare l'attuale obbligo del 2 per cento dello 0,35 per cento a partire dal 2005 e sino al 2007;
- l'imposizione di una sanzione, per i soggetti non ottemperanti, pari all'1,5 per cento del valore massimo dei certificati verdi registrato sul mercato l'anno precedente.

Ulteriori modifiche al meccanismo, inoltre, possono derivare dalla legge di ratifica della Direttiva europea 2001/77/CE sullo sviluppo delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica dei paesi membri dell'Unione europea, prevista per l'ottobre 2003.

Il bilancio del primo anno di contrattazioni: domanda

Secondo i dati provvisori del Grtn, pubblicati con la terza informativa sul mercato dei certificati verdi dell'8 agosto 2002, la domanda di certificati da parte dei soggetti a obbligo ammonta a 3,3 TWh, per il 2002.
L'energia elettrica sulla quale ricade l'onere di incentivazione delle energie rinnovabili è pertanto stimabile in 165 TWh, ovvero il 50 per cento circa del consumo interno lordo di energia elettrica nel 2001 (anno di riferimento sul quale calcolare l'obbligo per il 2002). Sono infatti esonerate dal meccanismo l'energia elettrica generata da impianti definiti di cogenerazione, il 18 per cento circa, e da impianti rinnovabili per un ulteriore 18 per cento; l'energia d'importazione certificata come rinnovabile per circa il 9 per cento; nonché quella

corrispondente alla franchigia iniziale di 100 GWh e agli autoconsumi di centrale per un volume pari al rimanente 5 per cento.
Dall'anno prossimo i criteri di qualifica degli impianti cogenerativi, ai sensi della delibera dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42, dovrebbero permettere la riduzione della quota di esonero imputabile alla cogenerazione.

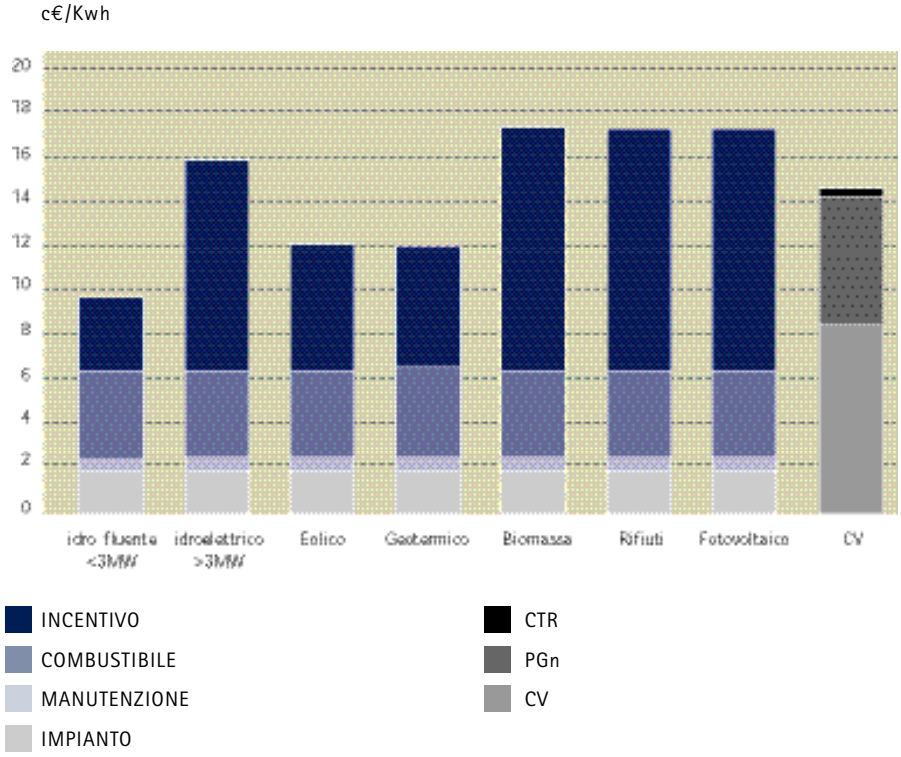
Offerta

L'offerta di certificati verdi è costituita dalla somma dei certificati intestati al Grtn per l'energia prodotta da impianti rinnovabili sotto convenzione CIP6, entrati in operazione dopo l'1 aprile 1999, e di quelli intestati a operatori privati che abbiano provveduto a qualificare i propri impianti come rinnovabili (qualifica IAFR). Sempre secondo le stime della terza informativa del Grtn, i certificati emessi da impianti IAFR privati ammontano per il 2002 a circa 1-1,2 TWh. È risultato pertanto necessario ricorrere ai certificati verdi intestati al Grtn per i rimanenti 2,1-2,3 TWh per soddisfare la domanda di 3,3 TWh.

Prezzi

Alla chiusura delle contrattazioni dei certificati verdi avvenuta sul mercato predisposto dal Gme a fine marzo 2003, sono stati venduti 23 341 certificati, pari a 2,33 TWh di energia prodotta da impianti rinnovabili. Il prezzo sul mercato, nelle due giornate di contrattazione, non ha subìto alcuna variazione rispetto al valore di collocamento dei certificati verdi intestati al Grtn, vale a dire 8,412 c€/kWh più IVA. Il rimanente TWh necessario a soddisfare la domanda è stato ceduto, sulla base di accordi bilaterali, a un prezzo non noto, e probabilmente allineato a quello di riferimento del Grtn; oppure, in parte, è stato annullato all'interno delle stesse società soggette a obbligo che abbiano messo in produzione impianti rinnovabili.
Il prezzo del Grtn è dato dalla differenza tra i costi di ritiro dell'energia rinnovabile in impianti CIP6, ovvero, come riportato nella tavola 4.10 del Capitolo 4, pari a 13,214 c€/kWh, e i ricavi derivanti dalla cessione di energia elettrica in CIP6 al mercato vincolato e al mercato idoneo, tramite asta; ovvero, come illustrato nella tavola 4.15 del Capitolo 4, pari a 4,6935 c€/kWh, al netto di eventuali discrepanze derivanti dal fatto che il valore del certificato verde è stato stimato nell'agosto 2002 su valori provvisori.
Un impianto rinnovabile, di qualsiasi tecnologia, ricadente nel sistema di incentivazione dei certificati verdi ha, in linea di massima, conseguito una remunerazione per kWh pari alla somma della cessione di energia elettrica (presumibilmente il PGn medio dell'anno), della vendita del certificato verde, e, se collegato alla rete di bassa e media tensione, del rimborso della componente per i costi di trasporto alle imprese distributrici (CTR). Tale remunerazione nella figura 3.3 viene confrontata con quella garantita agli impianti rinnovabili, differenziati per tecnologia, che beneficiano delle convenzioni CIP6.

FIG. 3.3 **COSTO DI INCENTIVAZIONE DI IMPIANTI RINNOVABILI CON IL CIP6 E I CERTIFICATI VERDI**



Politiche e misure per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto

I capi del governo dell'Unione europea hanno concordato, a Göteborg nel giugno 2001, la ratifica del Protocollo di Kyoto, formalmente avvenuta, da parte del Consiglio dei ministri dell'ambiente, il 4 marzo 2002. Con tale decisione gli Stati membri dell'Unione europea si sono impegnati a completare il processo di ratifica in sede nazionale entro il giugno 2002. L'Italia ha provveduto con la legge 1 giugno 2002, n. 120.

Affinché il Protocollo di Kyoto entri in vigore è tuttavia necessario che venga accettato da almeno 55 Stati e che le emissioni di gas serra, vincolate dall'accordo, rappresentino almeno il 55 per cento delle emissioni dei paesi denominati Annex I nel protocollo, ovvero dei paesi sviluppati.

A oggi il Protocollo di Kyoto è stato sottoscritto da oltre 100 Stati; tuttavia le emissioni dei paesi Annex I che lo hanno ratificato rappresentano solo il 43,9 per cento del totale. È necessario pertanto l'assenso della Federazione russa che, con il 17,4 per cento delle emissioni, permetterebbe il raggiungimento della soglia stabilita dal momento che gli Stati Uniti, responsabili del 36,1 per cento delle emissioni di gas serra, hanno ritirato la propria adesione all'accordo.

Una volta che il protocollo diverrà vincolante, ovvero 90 giorni dopo l'eventuale ratifica da parte della Federazione russa, l'Italia sarà formalmente impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra al 2010 del 6,5 per cento rispetto alle emissioni del 1990. Le misure per conseguire l'obiettivo dovranno essere calibrate tenendo in considerazione il livello attuale e il livello atteso delle emissioni al 2010, stimato attraverso lo sviluppo di scenari.

La legge di ratifica nazionale ha pertanto previsto che il Ministero dell'ambiente, di concerto con il Ministero delle finanze e altri ministeri interessati, presenti al CIPE un piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissione dei gas serra e l'aumento del loro assorbimento, al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni con il minor costo. In sostanza il CIPE è stato incaricato di sviluppare modelli di previsione delle emissioni al 2010 e di individuare le azioni normative che permettano la correzione di tali previsioni sui valori di riduzione concordati a livello internazionale.

Con delibera CIPE n. 123, approvata il 19 dicembre 2002, sono state così riviste le *Linee guida* per le politiche e le misure nazionali di riduzione dei gas serra che erano oggetto di una precedente delibera CIPE del 19 novembre 1998, n. 137. La nuova delibera introduce cambiamenti radicali nella strategia nazionale di contenimento dei gas serra, anche e soprattutto nel settore della generazione elettrica.

La relazione tecnica che accompagna la delibera sviluppa uno scenario, chiamato "tendenziale", che proietta le emissioni di gas serra al 2010 assumendo una crescita del PIL annuo del 2 per cento e prendendo in considerazione le misure di contenimento già avviate e decise al 2002. La stima delle emissioni di gas serra al 2010 dello scenario tendenziale è di 579 Mt contro le 521 Mt del 1990 e le 487 Mt che costituiscono l'obiettivo di riduzione del 6,5 per cento.

Tra le misure già avviate, che vengono prese in considerazione nello sviluppo dello scenario tendenziale, riguardanti nello specifico l'industria elettrica, vengono annoverati:

- il completamento dei programmi di investimento CIP6;
- lo sviluppo delle energie rinnovabili per effetto dell'obbligo del 2 per cento dei certificati verdi;
- la conversione a gas di 10 000 MW delle Gen.Co., come da decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 (vedi la tabella 4.4 del Capitolo 4);
- la conversione a carbone della centrale di Torre Valdaliga Nord e a *orimulsion* di quella di Porto Tolle.

Il risultato delle previsioni sviluppate sotto lo scenario tendenziale è pertanto dato dalla differenza tra il bilancio di interventi già avviati, la cui realizzazio-

ne determina una diminuzione delle emissioni di CO_2, e di possibili decisioni di politica energetica, quali la conversione di queste ultime centrali, pur non ancora approvata dal Ministero delle attività produttive, che al contrario determina un incremento delle emissioni di CO_2.

Lo scenario tendenziale prevede un livello di emissioni al 2010 superiore di 92 Mt rispetto all'obiettivo concordato. Viene quindi sviluppato uno scenario definito "di riferimento" nel quale sono identificate misure di prossima edizione capaci di ridurre ulteriormente le emissioni di gas serra fino a 539,9 Mt di CO_2. Si tratta di un livello che ha abbassato di 39 Mt il valore dello scenario tendenziale, ma che rimane ancora superiore all'obiettivo concordato di 53 Mt. Il settore elettrico, in questo scenario, è interessato da 3 misure con un contributo al risparmio di CO_2 stimato in 26 Mt. In particolare, si prevede che il disegno di legge sul riordino del settore energetico (AC 3297) porti all'espansione sia di ulteriori cicli combinati per 3200 MW, sia dell'interconnessione con l'estero di altri 2300 MW; inoltre, la Direttiva europea 2001/77/CE di sviluppo delle fonti rinnovabili nei mercati nazionali dell'energia elettrica richiede lo sviluppo di ulteriori 2800 MW di impianti rinnovabili. Nel settore civile viene, inoltre, stimato il risparmio di 6,3 Mt di CO_2 con l'applicazione dei decreti 24 aprile 2001 per l'incremento dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale con una conseguente diminuzione della domanda energetica. Le rimanenti 7,5 Mt di CO_2 sono assegnate al settore dei trasporti. In aggiunta alle 39 Mt risparmiate con le misure sopra esposte, lo scenario di riferimento propone l'acquisto di 12 Mt di CO_2 di crediti alle emissioni, attraverso il ricorso a meccanismi flessibili di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*.

La tavola 3.10 riporta il bilancio del settore elettrico al 2010 in seguito all'applicazione di tutte le misure normative dello scenario di riferimento. Nonostante l'applicazione dei provvedimenti individuati e il ricorso ai meccanismi flessibili, le emissioni al 2010 risultano ancora superiori di 41 Mt di CO_2 all'obiettivo di riduzione del 6,5 per cento.

Tale differenza è colmabile soltanto in parte, grazie alla possibilità di utilizzare integralmente il potenziale nazionale di assorbimento del carbonio attraverso interventi nell'uso del suolo e nella forestazione per un totale di 10,2 Mt di CO_2. Infine, per coprire la rimanente distanza dall'obiettivo (30 Mt circa), la delibera individua uno svariato numero di ulteriori azioni, sia a livello nazionale sia attraverso il ricorso ai meccanismi flessibili, che verranno indicate nello specifico da un prossimo provvedimento CIPE.

La tavola 3.11 riporta le misure ulteriori che riguardano il settore elettrico.

Infine la delibera considera i valori di emissioni risultanti dall'applicazione delle misure contemplate nello scenario di riferimento, ovvero in base a quelle già individuate al 30 giugno 2002, come i valori massimi di emissione assegnati ai

singoli settori. Al comparto termoelettrico, in particolare, viene richiesto di contenere le emissioni a un livello massimo di 124,1 Mt di CO_2, cioè di stabilizzarle rispetto al 1990 (124,9 Mt) e di diminuirle dell'11 per cento rispetto al livello registrato nel 2000 (140 Mt). Tuttavia ai diversi settori, anche in conformità con le decisioni che si assumeranno a livello internazionale e comunitario, verrà data la possibilità di ricorrere, per il soddisfacimento del *target* settoriale, ai meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto e allo scambio di quote di emissione ipotizzato dalla proposta di Direttiva europea sull'*Emission Trading*.

TAV. 3.10 **BILANCIO DEL SETTORE ELETTRICO AL 2010 PREVISTO DALLO SCENARIO DI RIFERIMENTO**

	2000		2010		VARIAZIONE 2000/2010	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
A) Importazioni	44.4		60.0		15.6	
B) Produzione lorda	276.6	100	330.0	100	53.4	
- di cui combustibili solidi	26.3	9	40.0	12	13.7	3
- di cui gas naturale	97.6	35	171.0	52	73.4	17
- di cui prodotti petroliferi	81.9	30	34.5	10	-47.4	-19
- di cui idroelettrico	44.9	16	49.4	15	4.5	-1
- di cui altre rinnovabili	9.2	3	25.7	8	16.5	4
- di cui pompaggi	4.0	1	4.0	1	0	-
- di cui altri combustibili	12.8	5	6.4	2	-6.4	-3
C) Perdite e consumi	22.5		26.0		3.5	
Richiesta sulla rete (A+B-C)	**298.5**		**364.0**		**65.5**	

Fonte: Piano nazionale per la diminuzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, 2003-2010.

TAV. 3.11 **ULTERIORI MISURE NAZIONALI DI RIDUZIONE DEI GAS SERRA RIGUARDANTI IL SETTORE ELETTRICO**

MISURE ULTERIORI	RIDUZIONE POTENZIALE ($MtCO_2$)
Cogenerazione di piccola/media taglia con produzione tra i 10 e i 20 TWh	0,8-1,5
Produzione di energia da biogas da rifiuti solidi urbani e da scarti delle lavorazioni agroalimentari pari a 750-1 300 MW	0,9-1,9
Aumento della produzione di energia rinnovabile tra i 500 e i 1 200 MW	1,5-3,1
Ricerca e sviluppo nel settore del fotovoltaico con impieghi di nicchia	0,1
Prolungamento dei decreti sull'efficienza negli usi finali del 24 aprile 2001 e misure regionali con risparmi tra i 1,5-2,9 Mtep/anno	3,8-6,5

Fonte: Delibera CIPE 19 dicembre 2002.

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

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Mandato, procedure e accountability

La legge 14 novembre 1995, n. 481, indica le linee direttrici dell'attività di regolazione che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha svolto nel settore dell'energia elettrica durante i sei anni trascorsi dall'avvio della sua operatività, avvenuto in data 23 aprile 1997. Mantenendo come riferimento costante gli obbiettivi fondamentali di promozione dell'efficienza e della concorrenza nel settore, l'Autorità ha posto al centro della propria attività di regolazione la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti; parallelamente, inoltre, ha fissato le condizioni tecnico economiche di accesso e interconnessione con le reti, tali da garantire fruibilità non discriminatoria delle infrastrutture essenziali. Ai dettami della legge n. 481/95, nel corso del 1999, si sono aggiunte le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha dato attuazione alla Direttiva europea 96/92/CE, assegnando all'Autorità un ruolo centrale nel processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, destinato a tradursi in provvedimenti, proposte (prevalentemente al Ministero delle attività produttive, già Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato) e pareri. La legislazione ha dunque delineato un'evoluzione delle funzioni dell'Autorità, accentuandone il ruolo di regolatore del mercato elettrico in via di formazione. In tal senso, l'Autorità è stata chiamata a intervenire con strumenti di regolazione "preventiva", orientati a definire meccanismi e incentivi pro competitivi e a evidenziare comportamenti contrari allo sviluppo della concorrenza.

L'Autorità ha così definito un quadro di regolazione del settore elettrico che, nel corso dei sei anni, è stato distinto da alcune tappe fondamentali, coincidenti con l'inizio di altrettante fasi del processo di liberalizzazione dello stesso settore. Il primo stadio della regolazione, rappresentato sostanzialmente dalla delibera del 26 giugno 1997, n. 70 (riguardante la determinazione dei costi riconosciuti per l'approvvigionamento delle risorse per la generazione di energia elettrica), ha segnato l'avvio delle attività di razionalizzazione del quadro normativo del settore e di introduzione di meccanismi capaci di indurre un progressivo recupero di efficienza produttiva. La seconda fase, riconducibile in particolare alle delibere del 18 febbraio 1999, n. 13, e del 29 dicembre 1999, n. 204 e n. 205, ha determinato l'inizio della riforma del sistema tariffario, che ha portato a una maggiore aderenza delle tariffe ai costi di produzione ed erogazione dei servizi, incentivando le imprese al recupero di efficienza. La terza fase, sostanziatasi nell'entrata in vigore nel 2002 del Testo integrato (approvato con delibera del 10 ottobre 2001, n. 228), rappresenta in realtà il punto di partenza di un periodo di riforma delle regole del settore elettrico che

è oggi nel suo stadio cruciale, cioè quello di avvio dell'operatività del mercato dell'energia elettrica e di completamento del processo di liberalizzazione previsto dal decreto legislativo n. 79/99.

L'azione dell'Autorità si è sostanziata quindi in un'intensa attività di regolazione e di controllo.

L'attività di regolazione è stata condotta attraverso il costante coinvolgimento nel processo decisionale dei soggetti interessati, con l'obbiettivo di coniugare l'imparzialità delle scelte tecniche e la maggiore condivisione possibile delle stesse da parte sia degli operatori del settore sia dei consumatori. L'Autorità ha provveduto inoltre ad assicurare la massima divulgazione delle sue decisioni, proposte e iniziative, tramite il suo sito Internet e l'organizzazione di seminari informativi in occasione dei momenti più importanti dell'evoluzione della regolazione del settore.

Nel processo di formazione delle decisioni dell'Autorità hanno inoltre assunto importanza crescente, in considerazione dell'obiettivo di creazione di un unico mercato interno dell'energia elettrica, il confronto e la collaborazione con gli altri regolatori e le istituzioni europee, anche attraverso il CEER (*Council of European Energy Regulators*) e il Forum di Firenze dei regolatori europei dell'elettricità.

L'attività di controllo dell'Autorità, nel settore elettrico, ha riguardato prevalentemente la verifica del rispetto della disciplina normativa da parte degli operatori, attraverso lo svolgimento di attività istruttoria, nonché di controlli tecnici e ispettivi.

La prima fase della regolazione del settore elettrico (1996-1999): primi interventi di razionalizzazione e riforma

La fase iniziale dell'attività di regolazione del settore elettrico è stata caratterizzata da un primo insieme di interventi di natura strutturale, volti a introdurre i tasselli originari del futuro assetto del settore, e da un secondo insieme di misure a carattere contingente, finalizzate a sciogliere i nodi rimasti irrisolti nel precedente contesto di regolazione.

La tappa fondamentale di questa prima fase è stata, come già richiamato, l'adozione della delibera n. 70/97, che ha dato attuazione all'art. 3, comma 5, della legge n. 481/95 in materia di aggiornamento delle tariffe in relazione ai costi variabili di combustibile.

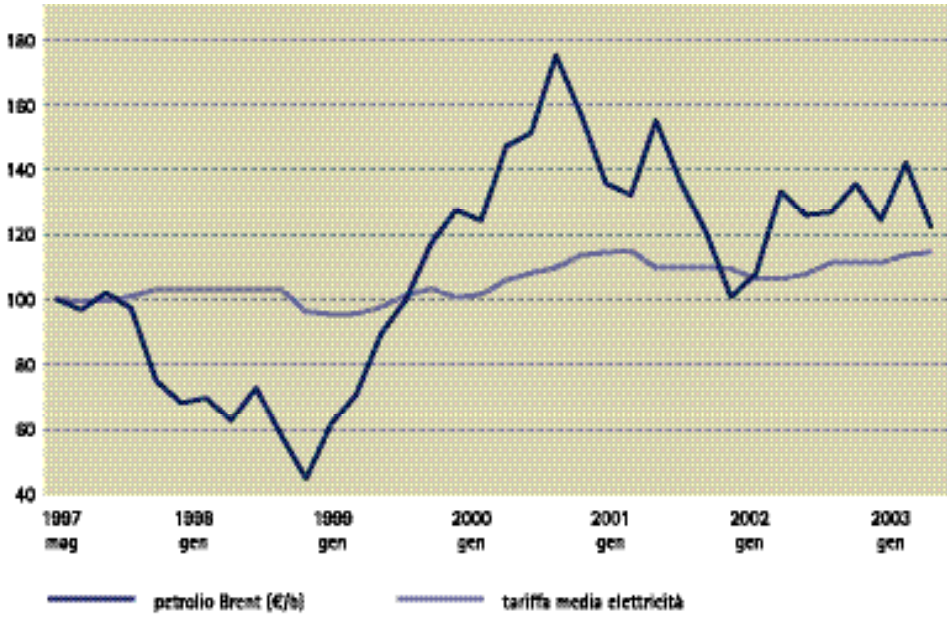
La delibera n. 70/97 da un lato ha razionalizzato la struttura della tariffa elettrica, individuandone chiaramente la parte legata alla variazione del prezzo del combustibile, e dall'altro ha introdotto un innovativo meccanismo di aggiornamento di tale parte, finalizzato a incentivare la gestione efficiente degli impianti di produzione. Il nuovo metodo di aggiornamento, infatti, abbandonando il principio del rimborso "a piè di lista" dei costi variabili di produzione,

si basa sul riconoscimento di un costo variabile di produzione standard, calcolato sulla base di un consumo specifico medio determinato dall'Autorità per gli impianti termoelettrici e dell'andamento di un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali.

Questo meccanismo di aggiornamento ha favorito un progressivo aumento dell'efficienza del parco di produzione italiano, in attesa che la completa liberalizzazione del settore lasci al mercato tale compito; allo stesso tempo ha garantito una fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica pagato dai clienti finali meno spiccata rispetto alla forte variabilità fatta registrare dal prezzo del petrolio nel periodo considerato (Fig. 4.1). Tale meccanismo di aggiornamento, corretto con gli aggiustamenti apportati con le delibere 25 febbraio 1999, n. 24, e 29 novembre 2002, n. 194, finalizzata ad accentuarne l'efficacia quale strumento di attenuazione degli effetti inflattivi della variazione del prezzo del petrolio, continua ancora oggi a essere utilizzato per aggiornare la tariffa pagata dai clienti vincolati a copertura dei costi variabili di produzione dell'energia elettrica.

FIG. 4.1 ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA A CONFRONTO CON IL PREZZO DEL PETROLIO 1997-2003

Numeri indice maggio 1997=100



La prima fase della regolazione del settore elettrico, poi, si è distinta per l'avvio di un ampio processo di consultazione in previsione della riforma complessiva del sistema tariffario e della definizione di regole non discriminatorie regolanti l'accesso e l'uso delle reti elettriche. Atto iniziale di tale processo è stato il Documento diffuso dall'Autorità nel giugno 1997, intitolato *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario*. Con esso l'Autorità ha delineato criteri in materia di tariffe, quali la certezza e la trasparenza del sistema tariffario, la tutela degli interessi di utenti e consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza, la flessibilità del sistema e il suo orientamento ai costi.

La seconda fase della regolazione del settore elettrico (1999-2001): il nuovo sistema tariffario e l'avvio della liberalizzazione

Tra la fine del 1999 e l'inizio del 2000, l'Autorità ha portato a termine la prima parte di riforma del sistema tariffario del settore elettrico e delle condizioni tecnico economiche per l'accesso alle reti elettriche. Gli interventi hanno riguardato la definizione delle regole necessarie ad avviare sistemi di acquisto e vendita di energia elettrica tra produttori, clienti grossisti e clienti finali idonei, e l'attuazione della riforma tariffaria in aderenza ai principi introdotti dalla legge n. 481/95.

Con la delibera n. 13/99 l'Autorità ha disciplinato le condizioni del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, stabilendo le modalità tecniche ed economiche di accesso al servizio di trasporto per i clienti idonei. Tale disciplina si proponeva tra l'altro di assicurare condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte degli utenti delle reti medesime, oltre che di incentivare gli esercenti delle reti a gestire e sviluppare le stesse in condizioni di efficienza ed economicità.

Con la delibera n. 204/99 l'Autorità ha precisato il nuovo regime tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato: la sua azione si è basata sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio ricevuto.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori e ha stabilito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti del mercato vincolato.

L'introduzione della nuova disciplina con le delibere nn. 13/99, 204/99 e 205/99 ha consentito di superare il precedente sistema tariffario scarsamente orientato ai costi, rigido e privo di meccanismi di incentivazione al recupero di efficienza (se si esclude la componente a copertura dei costi variabili di produzione già riformata con la delibera n. 70/97).

Si ricorda infatti che il regime tariffario in vigore prima della riforma operata

dall'Autorità aveva le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) nel 1953 e nel 1961, successivamente modificati, da ultimo con il provvedimento CIP 14 dicembre 1993, n. 15. Tale sistema prevedeva tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa ed era caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di classi tariffarie (oltre 40 diverse tipologie di utenza). Il processo di liberalizzazione del settore elettrico ha determinato invece l'esigenza di una riforma strutturale del suo sistema tariffario, che mal si adeguava a una prospettiva di graduale apertura del mercato, non permettendo i margini di flessibilità e imprenditorialità necessari per la liberalizzazione dell'offerta del servizio.

Il sistema tariffario precedente era caratterizzato inoltre da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza, come invece dovrebbe accadere. Inoltre, la determinazione delle tariffe avveniva con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, tramite un criterio sostanzialmente di riconoscimento a piè di lista. La garanzia di copertura a posteriori dei costi sostenuti non forniva adeguati incentivi per l'impresa al contenimento degli stessi, in quanto il loro aumento riflesso nelle tariffe non dà luogo a una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una loro riduzione non si traducono in una più elevata redditività dell'impresa, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

La riforma tariffaria del 1999 ha introdotto invece un sistema ispirato alla aderenza delle tariffe ai costi che promuove l'efficienza degli esercenti il servizio elettrico. Tale sistema presenta diverse caratteristiche che ne evidenziano la natura innovativa: in primo luogo, l'applicazione del meccanismo del *price cap* (in applicazione dell'art. 2, comma 18, della legge n. 481/95) per l'aggiornamento annuale delle tariffe, che introduce un incentivo trasparente e predeterminato al recupero di efficienza da parte dei gestori del servizio; in secondo luogo, l'abbandono della logica di differenziazione del prezzo dell'energia elettrica in base alla destinazione d'uso, in favore di un orientamento della tariffa applicata al costo del servizio sottostante; in terzo luogo, l'abbandono di un sistema di applicazione delle tariffe rigido, sostituito da un altro più flessibile, fondato su opzioni tariffarie proposte dagli esercenti sulla base di vincoli fissati dall'Autorità e da questa verificate. Solo per i clienti domestici la riforma tariffaria del 1999 ha previsto una maggiore protezione rispetto alla generalità dell'utenza. A questo fine la delibera n. 204/99, coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio elettrico, ha fissato una tariffa che le imprese distributrici devono offrire obbligatoriamente ai clienti domestici, pur potendo proporre alternative ulteriori, soggette alla stessa disciplina stabilita per le opzioni tariffarie speciali destinate all'utenza non domestica.

L'intervento di riforma tariffaria ha richiesto una gradualità di applicazione tanto per i clienti non domestici quanto per quelli domestici. Per questi ultimi, in particolare, la riforma ha necessitato di tempi piuttosto lunghi, data anche l'esigenza di coordinamento, ai fini della determinazione di tariffe agevolate, con la definizione da parte del Governo degli obiettivi in materia di accesso a condizioni facilitate di erogazione dei servizi di pubblica utilità per i cittadini in situazione di disagio economico. Al riguardo, nel mese di febbraio 2003, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione contenente le proposte per la definizione di un regime di tutela dei clienti domestici del mercato vincolato in condizioni di svantaggio sociale.

Nel periodo compreso tra il 1999 e il 2001 l'Autorità ha inoltre adottato altri importanti provvedimenti necessari al compiersi del processo di liberalizzazione avviato con il decreto legislativo n. 79/99, tra cui:

- la predisposizione di direttive per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica (delibera dell'11 maggio 1999, n. 61, successivamente modificata e integrata con la delibera 5 dicembre 2001, n. 310);
- disposizioni riguardanti la definizione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti;
- la predisposizione di Direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (Grtn) per l'adozione delle regole tecniche di connessione alla rete di trasmissione nazionale (delibera del 9 marzo 2000, n. 52);
- la predisposizione di Direttive al Grtn per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica (delibera del 3 agosto 2000, n. 138);
- la definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento da parte del Grtn (delibera del 30 aprile 2001, n. 95).

La terza fase della regolazione del settore elettrico (2002-2003): le regole per il completamento della liberalizzazione

Nell'autunno 2001 l'Autorità ha adottato il Testo integrato recante disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica (delibera n. 228/01). Con esso si è realizzata l'armonizzazione delle norme in ambito tariffario emanate dalla medesima Autorità, in particolare con riferimento alla determinazione e alla regolazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto per i clienti finali, per le imprese distributrici e per i produttori, per il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché con riferimento alla regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Con il Testo integrato viene abrogata la disciplina del vettoriamento, sostitui-

ta da una del trasporto dell'energia elettrica unica per i clienti del mercato libero e per quelli del mercato vincolato, compatibile con l'avvio della borsa elettrica prevista dal decreto legislativo n. 79/99.

Il Testo integrato ha inoltre posto le basi per un'ulteriore evoluzione nella liberalizzazione della filiera elettrica identificando, coerentemente con quanto contemplato dalle concessioni di distribuzione rilasciate, il servizio di misura come separato dalla distribuzione e, quindi, passibile di ristrutturazione e impostazione anche su basi concorrenziali.

Con l'entrata in vigore del Testo integrato, a decorrere dall'1 gennaio 2002, si è concluso il processo di riforma da parte dell'Autorità delle tariffe e delle condizioni tecnico economiche per l'accesso e l'uso delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione.

La terza fase dell'attività di regolazione, dunque, si propone come la premessa a un nuovo e, se possibile ancor più delicato stadio, cioè quello della piena liberalizzazione e dell'avvio del sistema delle offerte previsti dal decreto legislativo n. 79/99. Per esso l'Autorità è chiamata sia a promuovere la concorrenza e l'efficienza, anche tramite interventi miranti a prevenire l'esercizio del potere di mercato, sia a favorire la massima trasparenza nel mercato elettrico. Viene in questo modo a realizzarsi il nuovo ruolo dell'Autorità quale regolatore del mercato in via di formazione.

Bilancio dell'attività di regolazione e sue prospettive

I sei anni trascorsi dall'istituzione dell'Autorità si delineano come un periodo di grande fermento e innovazione, certamente il più dinamico dalla nazionalizzazione del 1962 del settore elettrico in Italia. In tale contesto essa ha dovuto confrontarsi con la necessità di superare le inevitabili resistenze al cambiamento e con l'assoluta novità degli obbiettivi da perseguire, dunque con l'esigenza di affinare progressivamente gli strumenti e le strategie di regolazione, anche in relazione all'evolvere del mandato legislativo.

L'Autorità si è confrontata con un delicato esercizio di bilanciamento tra le esigenze di innovazione e riforma e quelle di stabilità e certezza, al fine di attrarre un sufficiente livello di investimenti e favorire così lo sviluppo della concorrenza; oltre che di tutelare i clienti finali contenendo il livello dei prezzi e assicurando la qualità del servizio. Tali preoccupazioni si sono tramutate in scelte di riforma graduale (come nel caso del sistema tariffario), tali da consentire a clienti e operatori i necessari tempi di apprendimento e adattamento al nuovo sistema.

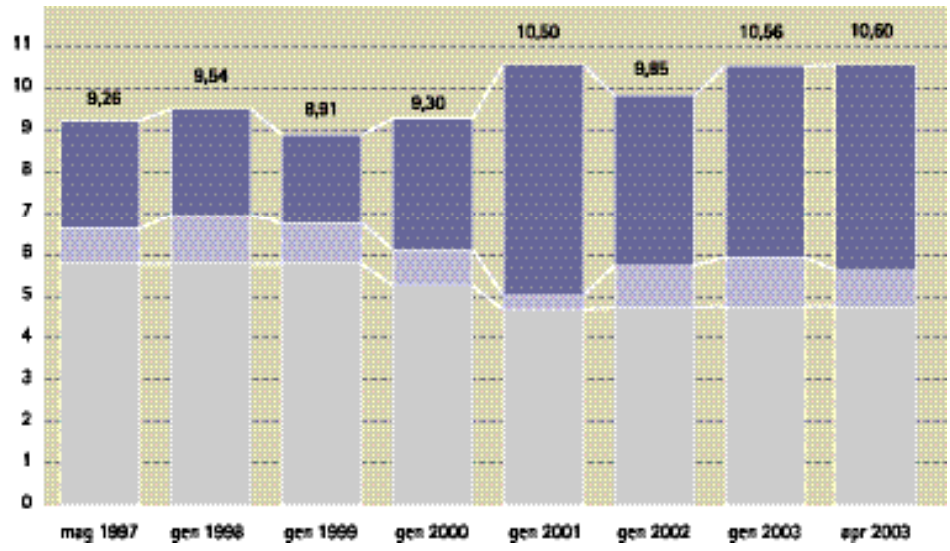
I risultati dell'attività di regolazione possono essere valutati con riferimento a diversi elementi: uno di questi è sicuramente l'analisi dell'andamento dei prezzi finali. A riguardo, il settore elettrico richiede alcune cautele, in particolare

in relazione alla necessità di individuare e differenziare gli ambiti in cui la possibilità di intervento del regolatore è più diretta (come nel caso del prezzo regolamentato di servizi esercitati in regime di monopolio), da quelli in cui i fattori esogeni assumono carattere prevalente e rispetto ai quali il regolatore, in attesa della piena liberalizzazione del settore, può porsi quasi esclusivamente obbiettivi di trasferimento efficiente del segnale di prezzo sui consumatori (è questo il caso della componente di prezzo a copertura dei costi variabili di produzione per i clienti vincolati).

L'evoluzione dei dati, in tal senso, sembra indicare un impatto generalmente positivo dell'attività di regolazione, più evidente nel contenimento dei prezzi relativi ai servizi di trasporto (più direttamente esposti all'azione del regolatore), ma importante anche per la componente tariffaria connessa al costo di combustibile, soprattutto in termini di limitazione della variabilità a cui sono stati esposti i clienti finali.

FIG. 4.2 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA 1997-2003(A)**

Centesimi di euro per kWh



(A) Sino al 2001 il valore medio della componente a copertura dei costi fissi di generazione, trasporto e distribuzione è calcolato sull'insieme dei clienti liberi e vincolati, mentre dal 2002 è calcolato sui soli clienti vincolati.

COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO E DEI COSTI FISSI DI GENERAZIONE

COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE

COMPONENTE A COPERTURA DEL COSTO DEL COMBUSTIBILE

Tali considerazioni devono, comunque, diventare un punto di partenza anziché di arrivo per la nuova fase di regolazione, caratterizzata da alcune priorità chiare, che attende l'Autorità. In primo luogo è necessaria la definizione di un quadro di regolazione che favorisca il completamento del processo di liberalizzazione avviato dal decreto legislativo n. 79/99, con l'entrata in operatività di mercati organizzati per le contrattazioni *spot* dell'energia elettrica e per quelle a termine, e con una maggiore apertura del mercato dal lato della domanda. Ciò implica sia la prevenzione dei comportamenti anticompetitivi da parte degli operatori, sia la definizione di norme per il nuovo periodo di regolazione tariffaria (che avrà inizio nel 2004), tali da rimuovere ogni possibile ostacolo residuo alla liberalizzazione, quale l'insufficiente disponibilità di informazioni o il controllo delle stesse da parte di soggetti interessati a rallentare il processo. A tali interventi dovrà poi aggiungersi una crescente attenzione alle nuove problematiche che il settore elettrico andrà ad affrontare con il consolidarsi dei meccanismi di mercato, tra cui la garanzia della sicurezza della fornitura a prezzi ragionevoli.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002

Il bilancio degli operatori riportato nella tavola 4.1 sintetizza la presenza, nel 2002, delle diverse categorie di operatori nelle varie fasi del ciclo, evidenziando gli scambi di energia tra queste. Esso non è direttamente confrontabile con quello relativo al 2001. Se la struttura per fasi è rimasta essenzialmente invariata, il contesto in cui operano le imprese elettriche, e in una certa misura loro stesse, sono cambiati e necessitano di una nuova chiave di lettura. Il bilancio evidenzia 9 categorie di operatori in relazione alle loro capacità di generazione e alle loro caratteristiche di intermediazione dell'energia.

Per quanto riguarda i produttori, il bilancio rileva in disparte Enel S.p.A., in quanto operatore di riferimento con quasi il 54 per cento della generazione elettrica netta (comprensiva di pompaggi e perdite) e il 66 per cento delle vendite finali nel 2002; questo gruppo include oltre a Enel Produzione S.p.A., anche Enel Green Power S.p.A., Eurogen S.p.A. (fino al mese di maggio) e Interpower S.p.A., nonché i *trader* Enel Trade S.p.A. ed Enel Energia S.p.A. I principali concorrenti uniscono Edison S.p.A. con le aziende elettriche cedute da Enel; nel 2002 include Endesa S.p.A., Edipower S.p.A. (a partire dal mese di maggio) e le relative società di *trading*. Nel 2002 questo gruppo contribuiva per il 24 per cento alla generazione, ma solo per il 5 per cento alle vendite dirette a clienti finali. Gli altri produttori maggiori aggregano le rimanenti aziende con incidenza sulla generazione totale compresa tra lo 0,5 e il 2 per cento; si tratta

TAV. 4.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2002(A)**

tWh

	GRUPPO ENEL	PRINCIPALI GRUPPI CONCORRENTI	ALTRI PRODUTTORI MAGGIORI	PRODUTTORI MINORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI INDIPENDENTI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	CLIENTI FINALI	TOTALE
Produzione nazionale netta	**145,0**	**65,0**	**16,7**	**22,6**	**21,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**270,3**
Di cui: CIP6	4,0	22,1	2,1	20,2	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	54,1
Energia destinata ai pompaggi	**10,6**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**10,6**
Saldo estero	**23,0**	**2,1**	**1,5**	**0,1**	**0,0**	**5,7**	**6,6**	**4,7**	**7,0**	**50,6**
Contratti Enel	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5
Assegnato dal Grtn	0,0	1,3	1,2	0,0	0,0	4,8	1,7	1,8	6,0	16,9
Assegnato dai Gestori esteri	0,5	0,8	0,2	0,1	0,0	0,8	4,8	2,9	1,0	11,2
Trasferimenti netti	**48,3**	**-51,0**	**-1,1**	**-18,3**	**-2,8**	**5,2**	**1,9**	**7,1**	**10,6**	**0,0**
Di cui: CIP6	29,1	5,3	2,2	0,2	0,0	3,7	1,8	1,4	10,6	54,1
Perdite	**13,2**	**1,0**	**1,1**	**0,3**	**1,2**	**0,7**	**0,5**	**0,8**	**1,1**	**19,9**
Totale risorse	**192,7**	**15,1**	**16,0**	**4,1**	**17,1**	**10,2**	**7,9**	**11,0**	**16,4**	**290,5**
Mercato vincolato	162,9	0,0	10,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,2
Mercato libero	29,8	15,1	5,6	2,1	17,1	10,2	7,9	11,0	16,4	115,3
DI CUI:										
Vendite dirette e autoconsumi	*20,1*	*5,2*	*3,7*	*0,8*	*17,1*	*4,7*	*7,5*	*4,9*	*16,4*	*80,4*
Vendite tramite consorzi	*9,7*	*9,9*	*1,9*	*1,3*	*0,0*	*5,5*	*0,5*	*6,1*	*0,0*	*34,9*
Vendite e consumi finali	**192,7**	**15,1**	**16,0**	**4,1**	**17,1**	**10,2**	**7,9**	**11,0**	**16,4**	**290,5**

(A) Le somme dei dati parziali possono non corrispondere ai totali a causa degli arrotondamenti.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori ed elaborazioni su dati del Grtn.

di Eni Power S.p.A. e delle maggiori aziende municipali (Aem Milano S.p.A., CVA Idroenergia S.p.A., Asm Brescia S.p.A., Aem Torino S.p.A. e Acea Roma S.p.A.) con le loro società di commercializzazione. I produttori minori raccolgono la realtà ancora molto frammentata delle rimanenti aziende degli enti locali. Gli autoproduttori corrispondono agli oltre 1000 impianti che producono prevalentemente per usi propri. Maggiori approfondimenti sulla generazione elettrica nel 2002 sono riportati più avanti nel capitolo.

Per quanto riguarda i grossisti, il bilancio introduce una distinzione in funzione della logica del mercato a monte e a valle: quelli esteri sono associati ad aziende elettriche con sede estera; i consorzi grossisti agiscono prioritariamente per conto dei loro consorzi di acquisto; quasi tutti i consorzi di mag-

TAV. 4.2 **STRUTTURA DELLE VENDITE DEI PRINCIPALI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

TWh; anno 2002

GROSSISTA	VENDITE A CLIENTI FINALI	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI	TOTALE
Enel Energia (ex ENEL Trade)	30,0	0,3	30,4
Edison Energia	14,6	0,2	14,8
EGL Italia	5,7	1,8	7,5
Energia	5,2	0,0	5,2
Dalmine Energie	2,7	0,1	2,8
EniPower Trading	2,5	0,2	2,7
NET	0,4	2,1	2,5
ASM Energy	0,7	1,3	2,0
Alpenergie Italia	1,2	0,6	1,8
Assoenergia	1,8	0,0	1,8
Energetic Source	0,5	1,3	1,8
AEM Energia	1,3	0,3	1,6
EDF Energia Italia (ex EDF Italia)	0,6	1,0	1,6
T.P.E. Trading per l'Energia	0,0	1,6	1,6
ElectrONE	0,5	1,0	1,5
Electra Italia	0,9	0,6	1,5
TecnoEnergia	0,7	0,7	1,3
Centomilacandele	1,2	0,1	1,3
Totale (grossisti con vendite > 1,0 TWh)	70,5	13,1	83,6
Altri (54 grossisti)	11,6	10,3	21,8
TOTALE	**82,1**	**23,4**	**105,4**

Fonte: Dichiarazioni dei grossisti ai sensi della delibera n. 91/99.

giori dimensioni hanno istituito una società grossista o sono in procinto di farlo. Infine, la categoria dei grossisti indipendenti raccoglie tutti quelli rimanenti che non hanno significativi legami di proprietà o di associazione con produttori o con altri operatori del settore elettrico. L'elenco dei principali grossisti che coprono circa l'80 per cento delle vendite di energia è riportato nella tavola 4.2, in ordine decrescente per quanto riguarda le vendite totali. I dati riportati indicano una forte concentrazione delle vendite in 4 grossisti con oltre il 55 per cento del mercato. Inoltre, sono evidenti l'incidenza crescente delle vendite ad altri grossisti e la diminuzione delle vendite complessive; per i primi 18 grossisti (con vendite maggiori di 1 TWh) le vendite ai clienti finali costituiscono l'84 per cento di quelle totali (oltre 98 per cento

per Enel Energia ed Edison Energia); per i restanti 54 grossisti (con vendite inferiori a 1 TWh) tale valore cala a 53 per cento.

Per ultimo viene esplicitato anche un comparto dei clienti finali che include le imprese in genere grandi consumatrici di energia elettrica, operanti direttamente sul mercato per l'assegnazione di capacità di importazione e/o di bande CIP6. Come viene evidenziato nelle ultime righe del bilancio, produttori e/o grossisti si assicurano la maggior parte dei consumi finali.

Un approfondimento particolare meritano i trasferimenti tra i vari operatori, composti dalla somma di sei principali voci con il segno positivo per energia ricevuta e negativo per energia ceduta: i trasferimenti di bande di potenza CIP6 al Grtn, evidenziate nella seconda riga del bilancio; le assegnazioni di energia da parte del Grtn al mercato libero nelle aste CIP6; l'attribuzione delle rimanenze di bande CIP6 al mercato vincolato; gli scambi di energia sul mercato libero tra grossisti con vendite di energia in eccesso e acquisto di energia in difetto; infine, le vendite ai distributori per la fornitura sul mercato vincolato.

Contribuiscono al trasferimento netto molto positivo del gruppo Enel sia le assegnazioni CIP6 per il mercato libero e vincolato, sia l'acquisto dai principali gruppi concorrenti di energia (circa la metà di quella prodotta) per la rivendita sul mercato vincolato. Il valore fortemente negativo dei trasferimenti di questi ultimi è dovuto all'elevata cessione di energia CIP6 al Grtn, a fronte di assegnazioni molto più limitate e scambi trascurabili. Questo notevole trasferimento spiega anche il valore estremamente negativo delle cessioni dei produttori minori. Le assegnazioni di energia CIP6 chiariscono la maggior parte dei trasferimenti ai grossisti indipendenti ed esteri, mentre per i consorzi grossisti la maggioranza delle cessioni deriva dai loro interscambi. Infine, i trasferimenti fortemente positivi della categoria dei clienti finali sono essenzialmente le assegnazioni CIP6 con contratti interrompibili.

Sommando la produzione nazionale al saldo estero e ai trasferimenti netti, e sottraendo l'energia destinata ai pompaggi e le perdite, si ottengono le risorse totali disponibili per la vendita sul mercato finale. Le vendite sul mercato libero (escludendo gli autoconsumi degli autoproduttori) sono aumentate del 30 per cento rispetto al 2001. Le vendite dirette ai clienti finali rappresentano poco meno del 65 per cento di quelle complessive sul mercato libero; di queste, il 26 per cento è costituito dagli approvvigionamenti autonomi dei clienti finali mediante assegnazioni di bande di importazione e di energia CIP6. Il principale fornitore sul mercato delle vendite dirette è il gruppo Enel con il 32 per cento del mercato (esclusi gli autoproduttori), seguito a distanza dai grossisti esteri. I clienti finali componenti di consorzi vengono riforniti in prevalenza dal gruppo Enel e dai principali gruppi concorrenti (56 per cento); i consorzi grossisti coprono appena il 17 per cento delle vendite finali totali ai consorzi.

GENERAZIONE E IMPORTAZIONE

Struttura del mercato della produzione nazionale

La struttura della produzione nazionale di energia elettrica è caratterizzata da due aspetti fondamentali: in primo luogo, nonostante il compimento, nel periodo 2001-2003, delle dismissioni della capacità produttiva dell'Enel, prevista dall'art. 8 del decreto legislativo n. 79/99, si riscontra tuttora la presenza di un operatore dominante la cui quota di generazione rimane attorno al 50 per cento della produzione destinata al consumo; in secondo luogo si rileva che una quota importante della produzione nazionale, oltre il 20 per cento, proviene da impianti sotto incentivazione, quasi tutti CIP6, la cui energia è ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

Tale struttura dovrebbe comunque subire una evoluzione nei prossimi anni, a seguito sia dei piani di conversione a ciclo combinato degli impianti delle società di produzione cedute dall'Enel (già previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 4 agosto 1999), sia delle previste realizzazioni di nuove centrali di produzione sul territorio italiano, da parte di operatori nazionali ed esteri.

Per quanto riguarda il 2002, la produzione nazionale ha risposto solo in parte all'incremento del fabbisogno elettrico, che è stato soddisfatto con un ulteriore aumento delle importazioni.

A fronte della crescita della domanda di energia elettrica dell'1,8 per cento rispetto al 2001, con una richiesta sulla rete nazionale stimata a 310 400 GWh, la produzione nazionale di energia elettrica nel 2002 è aumentata dell'1,6 per cento, mentre le importazioni hanno fatto registrare un incremento del 4,6 per cento.

Nel dettaglio della generazione nazionale la produzione da impianti termoelettrici è salita del 4,8 per cento; il contributo dei derivati petroliferi è cresciuto dell'8 per cento rispetto al 2001, assestandosi a 18,3 Mtep; il gas naturale è incrementato del 2,5 per cento per un totale di 18,5 Mtep; in forte crescita anche i combustibili solidi, con un aumento percentuale dell'8,4 per cento e un contributo alla generazione elettrica pari a 9,2 Mtep. Sul fronte delle energie rinnovabili la generazione geotermica ha conseguito una generazione superiore del 3,4 per cento rispetto allo scorso anno, mentre sia la produzione idroelettrica sia la generazione eolica hanno registrato una contrazione rispettivamente del 10,9 per cento e del 5,3 per cento.

Il 2002 ha visto un ulteriore avvicinamento della punta di domanda estiva a quella invernale. La prima si è infatti assestata a 50 974 MW, in aumento del 4,8 per cento rispetto all'anno precedente, la seconda a 52 590 MW con un incremento contenuto all'1,2 per cento rispetto al 2001. Il fabbisogno nelle ore

TAV. 4.3 **PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA IN ITALIA PER FONTE 1997-2002**

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002(A)
Solidi	20 518	23 311	23 812	26 272	31 730	35 800
Gas naturale	60 649	70 213	86 217	97 607	95 906	98 800
Prodotti petroliferi	113 282	107 237	91 286	85 878	75 009	76 100
Altri combustibili	5 600	5 900	5 900	8 800	14 200	15 900
Totale termoelettrico (1)	**200 049**	**206 661**	**207 215**	**218 557**	**216 845**	**226 600**
Pompaggi (2)	**4 965**	**6 232**	**6 451**	**6 688**	**7 064**	**7 563**
Idroelettrico	41 599	41 213	45 358	44 204	46 810	40 500
Eolico	118	232	402	563	1 178	1 109
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	6
Geotermico	3 905	4 214	4 403	4 705	4 506	4 700
Biomassa e rifiuti	820	1 228	1 822	1 906	2 587	3 185
Totale rinnovabili (3)	**46 448**	**46 893**	**51 991**	**51 384**	**55 086**	**49 500**
TOTALE (1+2+3)	**251 462**	**259 786**	**265 657**	**276 629**	**278 995**	**283 663**

(A) Valori stimati.

Fonte: Grtn.

di punta è stato coperto per il 12 per cento con il ricorso alle importazioni, con il 62 per cento con l'offerta di impianti termoelettrici, con il 25 per cento con impianti idroelettrici e per il rimanente 1 per cento da impianti geotermici. Anche quest'anno gli aumenti della domanda sono stati più consistenti nel Centro (3 per cento) e nel Sud (2,8 per cento) mentre si sono verificati aumenti più contenuti nelle regioni settentrionali.

Dismissione Interpower

Con la cessione di Interpower si è completato, nel gennaio 2003, il processo di dismissione della capacità produttiva dell'Enel, per un totale di 15 000 MW. I suoi effetti sulla concorrenza nel settore potranno tuttavia manifestarsi solo con il completamento dei lavori di conversione a ciclo combinato degli impianti ceduti dall'Enel.

L'ultima Gen.Co., comprendente 2 548 MW di impianti termoelettrici e 63 MW di impianti idroelettrici, è stata acquisita dalla società VOLT S.p.A., partecipata pariteticamente da Acea Electrabel S.p.A. ed Energia Italia S.p.A. Il prezzo di acquisto è ammontato a 551 milioni di euro, al quale deve essere aggiunto il

debito per 323 milioni di euro per arrivare al valore complessivo della cessione pari a 874 milioni di euro.

TAV. 4.4 **I TEMPI DELLA DISMISSIONE, PREZZI E SOCIETÀ ACQUIRENTI DELLE GEN. CO.**

NOME GEN.CO.	*CLOSING DATE*	SOCIETÀ ACQUIRENTE	PREZZO (M€) COMPRENSIVO DEL DEBITO	POTENZA EFFICIENTE NETTA (MW)	NUOVO NOME SOCIETÀ
Elettrogen	Luglio 2001	Endesa 51%, Banco Santander Central Hispanico 34%, Asm Brescia 15%	2 630	5 438 di cui: - 4 424 termo - 1 014 idro	Endesa Italia
Eurogen	Maggio 2002	Edison 40%, Aem Milano 13,4%, Aem Torino 13,3%, Atel 13,3%, Unicredito Italiano 10%, Interbanca 5%, Royal Bank of Scotland 5%	3 700	7 008 di cui: - 6 242 termo - 766 idro	Edipower
Interpower	Gennaio 2003	Acea Electrabel 50%, Energia Italia 50%	874	2 611 di cui: - 2 548 termo - 63 idro	Tirreno Power

Energia Italia al momento dell'acquisizione di Interpower risultava partecipata per il 62 per cento da Energia S.p.A., una società a sua volta controllata al 74 per cento da Cir e partecipata al 26 per cento da Verbund, per l'11 per cento da Hera, per l'11 per cento dall'Amga S.p.A. di Genova, per l'8 per cento dalla Monte Paschi e per il rimanente 8 per cento da Bnl. La *holding* Acea Electrabel è il risultato della *joint venture*, siglata nel dicembre 2002, tra Acea S.p.A. e la società belga Electrabel.

La società acquirente ha di seguito modificato il nome di Interpower in Tirreno Power, con riferimento alla localizzazione sul Mare Tirreno dei quatto impianti che la compongono: Napoli Levante, Civitavecchia Sud, Genova e Vado Ligure.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, *Approvazione del piano per le cessioni degli impianti Enel S.p.A.*, individuava gli impianti che Enel avrebbe ceduto entro il 2003. In base a quest'articolo, infatti, proprio a decorrere dall'1 gennaio nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica in Italia.

Lo stesso decreto, contestualmente al riconoscimento degli impianti attribuiti alle Gen.Co., riportava l'elenco degli impianti convertibili a ciclo combinato insieme a un'ipotesi di programma di trasformazione e allo stato delle procedure autorizzative necessarie alla partenza dei lavori.

Tali programmi risultano in alcuni casi modificati sia nei tempi sia nel tipo di conversione proposto nei piani industriali delle società acquirenti.

TAV. 4.5 **STATO DEI PROGRAMMI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI APPARTENENTI ALLE GEN.CO.**

SOCIETÀ E IMPIANTI	POTENZA IN MW AL 1999	CONVERSIONI A CCGT NEL DPCM	STATO DI AVANZAMENTO PROCEDURA AMMINISTRATIVA O LAVORI	COMBUSTIBILE		COMPLETAMENTO LAVORI
				PRIMA	DOPO	
Eurogen/Edipower						
S. Filippo Mela	1194 quattro gruppi	–	Lavori di ambientalizzazione	Olio combustibile	Olio combustibile	
Brindisi Nord	1181 quattro gruppi	1200 MW	Modifica per riavvio esercizio			
Chivasso	376 due gruppi	800 MW tre gruppi	Autorizzazione rilasciata nel marzo 2001	Carbone, olio combustibile	Gas	Giugno 2004
Piacenza	624 due gruppi	660 MW	Emissione bandi di gara per realizzazione progetto	Olio combustibile	Gas	
Sermide	1210 quattro gruppi	1200 MW		Olio combustibile e gas	Gas	Giugno 2004 per due gruppi
Turbigo	1657 quattro gruppi	–				
Elettrogen/Endesa						
Monfalcone	921 quattro gruppi	800 MW	Richiesta di autorizzazione ottobre 2002 per impiego di carbone su quattro gruppi (anziché conversione a CCGT)	Carbone, olio combustibile	Carbone	
Ostiglia	1251 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa agosto 2000	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro fine 2003; per il quarto gruppo è stato richiesto il rinvio dei lavori per garantire la sicurezza
Fiume Santo	–		Siglato accordo con autorità locali per l'impiego del carbone nei quattro gruppi	Carbone e *orimulsion*	Carbone	Dal luglio 2003 è previsto l'impiego di carbone in tutti i quattro gruppi
Tavazzano	1200 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa nel 2002 e successiva modifica	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro il 2005 in sostituzione di due gruppi
Trapani				Gasolio e gas		
Interpower						
Napoli Levante	411 tre gruppi	400 MW	Non ancora richiesta autorizzazione; VIA necessaria	Olio combustibile	Gas	
Torrevaldaliga Sud	937 quattro gruppi	1200 MW	Esonero VIA, autorizzazione del 2001, lavori già iniziati	Olio combustibile e gas	Gas	
Vado Ligure	1200 quattro gruppi	800 MW	Autorizzazione concessa nel 2002	Olio combustibile e carbone	Gas e carbone	*Repowering* di due gruppi a gas; due gruppi a carbone funzionano alternativamente

Fonte: Stime dell'Autorità da articoli di stampa.

La tavola 4.5 riporta lo stato delle conversioni come approvato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, lo stato di avanzamento delle procedure autorizzative e dei lavori di conversione, nonché le eventuali modifiche rispetto al piano originario.

Autorizzazioni

Il processo di autorizzazione per la realizzazione di nuove centrali da parte del Ministero delle attività produttive è un tassello fondamentale per il progredire dell'apertura del mercato a nuovi operatori. La normativa per il rilascio delle autorizzazioni è stata modificata nel 2002, nel tentativo di accelerare il processo, anche se, spesso, nella pratica, i progetti riscontrano ritardi nelle concessioni a livello locale. Il ministero, con le modalità previste dalla nuova procedura introdotta dal decreto 9 aprile 2002, n. 55 (il cosiddetto "decreto sblocca centrali" successivamente integrato dalla legge 17 aprile 2003, n. 83), e a conclusione dei procedimenti avviati prima di esso, ha rilasciato sinora numerose nuove autorizzazioni.

I progetti autorizzati riguardano a volte modifiche d'impianto, ma nella maggior parte dei casi la costruzione a nuovo di centrali elettriche, in particolare con la tecnologia a ciclo combinato.

A maggio 2003 il Ministero delle attività produttive aveva rilasciato autorizza-

TAV. 4.6 **AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE AL MAGGIO 2003**

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Lombardia	3 nuove centrali; una trasformazione a ciclo combinato	1 690	3 005
Piemonte	1 nuova centrale	250	470
Friuli V.G.	1 nuova centrale	800	1 500
Liguria	1 trasformazione a ciclo combinato		
Emilia Romagna	2 nuove centrali	1 585	2 770
Toscana	1 modifica per adeguamento ambientale		
Puglia	3 nuove centrali; una modifica per riavvio esercizio	1 920	3 550
Molise	1 nuova centrale	750	1 300
Campania	1 nuova centrale	780	1 340
Calabria	2 nuove centrali	1 600	2 760
Totale Italia	**14 nuove centrali, 2 trasformazioni a ciclo combinato, 1 modifica per riavvio esercizio, 1 modifica per adeguamento ambientale**	**9 375**	**16 740**

Fonte: Ministero delle attività produttive.

zioni per 18 centrali termoelettriche, di cui 14, pari a 9 375 MWe, prevedono la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato e 4 la modifica per conversione, ambientalizzazione o riavvio esercizio di impianti esistenti (Tav. 4.6).

Nel Nord Italia le autorizzazioni sono riferite a 7 nuove centrali, pari a una potenza di 4 325 MWe, e 2 trasformazioni a ciclo combinato; nel Centro Italia le autorizzazioni riguardano una modifica per adeguamento ambientale; nel Sud Italia le autorizzazioni sono per 8 centrali nuove per 5 050 MWe e una modifica per riavvio esercizio.

Vi sono, inoltre, richieste pendenti presso il Ministero delle attività produttive per il rilascio di autorizzazioni per ulteriori 39 013 MWe (Tav. 4.7).

Il completamento delle riconversioni delle centrali delle Gen.Co. (Tav. 4.5) e la messa in funzione delle centrali autorizzate (Tav. 4.6) e in fase di autorizzazione (Tav. 4.7) dovrebbero permettere, nei prossimi anni, una maggiore concorrenza sul lato dell'offerta.

TAV. 4.7 **RICHIESTE DI AUTORIZZAZIONE DI NUOVE CENTRALI AL MAGGIO 2003**

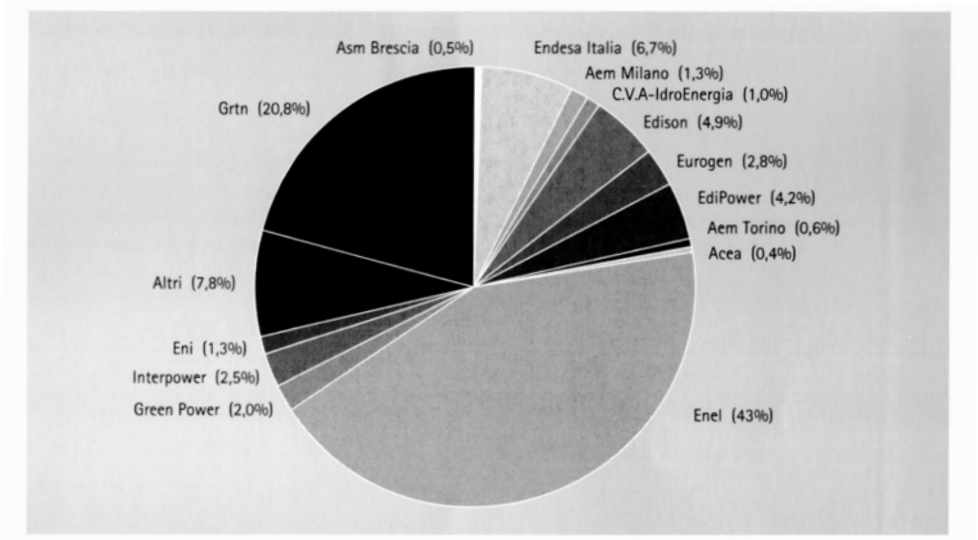
Richieste depositate presso il Ministero delle attività produttive

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Piemonte	9	5 872	10 267
Lombardia	10 nuove centrali, una riqualificazione, un ampliamento	5 542	10 075
Veneto	5	2 715	4 810
Friuli V.G.	1 nuova centrale e una modifica	400	750
Liguria	3	2 150	4 120
Emilia Romagna	4 nuove centrali, un ampliamento, una trasformazione	2 345	4 210
Toscana	2	650	1 240
Abruzzo	2	1 178	2 150
Molise	2	1 150	2 034
Umbria	1	800	1 400
Lazio	9 centrali e 2 modifiche	5 596	10 035
Campania	5	3 081	5 501
Puglia	4 nuove centrali, una modifica	2 422	4 275
Calabria	6	3 912	6 996
Basilicata	1	1 200	2 200
Totale Italia		**39 013**	**70 063**

Fonte: Ministero Attività Produttive

A oggi, infatti, il settore dell'offerta rimane fortemente caratterizzato dalla presenza di Enel, contenuta al di sotto del 50 per cento della produzione destinata al consumo (la produzione netta meno la produzione destinata ai pompaggi) solo includendo nel bilancio elettrico l'energia prodotta in impianti CIP6.

FIG. 4.3 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002**

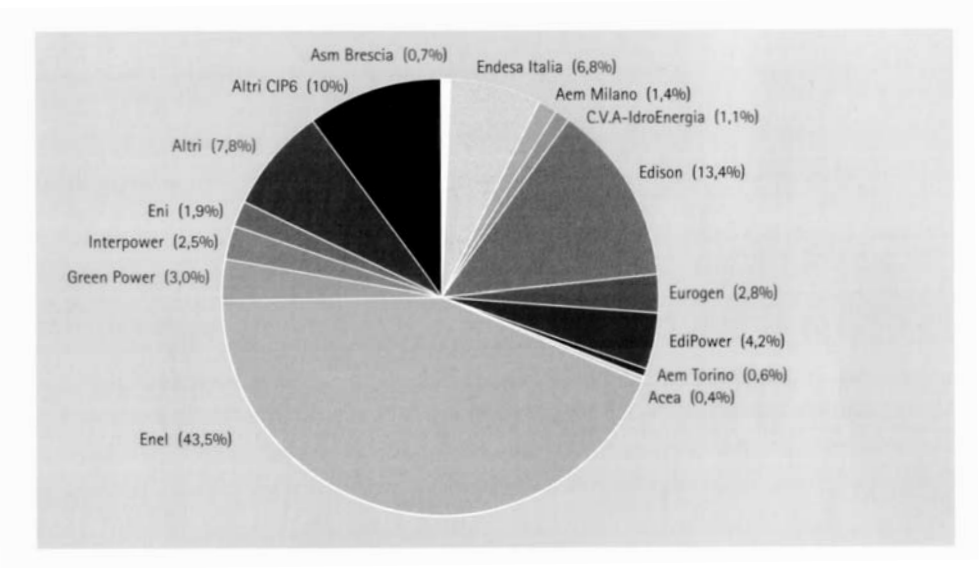


Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

La figura 4.3 riporta le percentuali della produzione destinata al consumo delle maggiori società di generazione italiane. Nel 2002 il gruppo Enel comprensivo di Enel Produzione ed Enel Green Power (oggi integrata in Enel Produzione) ha fornito il 45 per cento del fabbisogno; secondo protagonista del mercato è stato il Grtn che ha immesso nel sistema il 21 per cento dell'energia elettrica consumata, corrispondente a quella ritirata dagli impianti sotto convenzione CIP6; le due Gen.Co. cedute, Eurogen (oggi Edipower) ed Elettrogen S.p.A. (oggi Endesa Italia S.p.A.) hanno generato il 7 per cento ciascuna. Seguono Edison con il 5 per cento, Interpower (nel 2002 ancora parte del gruppo Enel) con il 2 per cento, e le varie municipalizzate.

Attribuendo l'energia CIP6 ai produttori di origine anziché al Grtn, lo scenario muta leggermente, la quota di Enel ed Enel Green Power ammonta al 46,5 per cento, secondo produttore nazionale è Edison con oltre il 13 per cento, seguono le due Gen.Co. rimaste al 7 per cento, Interpower, ed Eni S.p.A. È da notare la forte frammentazione degli impianti CIP6 di cui quasi la metà, pari al 10 per cento della produzione destinata al consumo, è distribuita tra numerosi altri produttori.

FIG. 4.4 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002 COMPRENSIVO DELLA GENERAZIONE CIP6**



Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Al netto dell'energia CIP6, ovvero calcolando le percentuali senza includere l'energia elettrica prodotta in impianti CIP6 che non potranno partecipare direttamente alla definizione del prezzo orario nella borsa elettrica, il gruppo Enel copre il 56 per cento del mercato seguito da Endesa Italia ed Edipower con il 9 per cento ciascuna.

Va tuttavia sottolineato che, per parte consistente del 2002, il 21 per cento della capacità di generazione di Endesa Italia e di Edipower non è stato disponibile a causa dell'avvio dei lavori di *repowering*; similmente il 15 per cento circa dalla potenza installata di Enel è stata indisponibile.

TAV. 4.8 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE DIVERSE FONTI COMBUSTIBILI NELLE PRIME CINQUE IMPRESE DI GENERAZIONE**

	RINNOVABILI	CARBONE	DERIVATI PETROLIO	GAS NATURALE	ALTRO
Enel[A]	24,5	18,8	29,1	27,5	0,1
Edison	12,6	-	1,8	74,4	11,2
Endesa IT	7,3	13,8	49,1	29,8	-
Edipower[B]	10,6	6,9	43,1	39,4	-
Interpower	3,4	58,2	21,8	16,6	-
Media nazionale	**17,9**	**13,0**	**27,6**	**35,8**	**5,7**

(A) Comprensiva della generazione di Enel Green Power.
(B) Comprensiva della generazione di Eurogen.

Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Il contributo percentuale sul totale della generazione convenzionale è molto differente all'interno delle cinque più grandi società (Tav. 4.8). Il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'offerta, nella fase di autorizzazione di nuovi impianti, non potrà prescindere dal garantire un equilibrato mix di generazione ai diversi operatori del mercato.

Energia prodotta da impianti sotto incentivazione

L'energia ritirata dal Grtn rappresenta circa il 20 per cento dell'energia elettrica netta prodotta in Italia. Tale energia (Tav. 4.9) viene ritirata dal Grtn agli operatori in base al provvedimento CIP6 o, nel caso si tratti di eccedenze o di energia elettrica prodotta in impianti idroelettrici di potenza inferiore ai 3 MW, secondo i prezzi e le modalità indicate rispettivamente nelle delibere dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, e 18 aprile 2002, n. 62.

La generazione di energia elettrica "incentivata" è ammontata nel 2002 a 54 100 GWh, in leggero aumento rispetto ai 53 525 GWh del 2001. In particolare, è cresciuta la generazione sotto convenzione CIP6 e da impianti idroelettrici, la cui cessione è regolata dalla delibera n. 62/02, mentre è drasticamente calata la cessione in qualità di eccedenza disciplinata dalla delibera n. 108/97.

TAV. 4.9 **RITIRI DI ENERGIA DA PARTE DEL GRTN DELLA PRODUZIONE DA IMPIANTI INCENTIVATI E IN ECCEDENZA**

GWh; energia ritirata da produzioni CIP6, mini idro e in eccedenza

	2001	2002
Produzione CIP6	47 153	49 751
Produzione mini idro (delibera n. 62/02)	2 769	2 899
Cessione eccedenza (delibera n. 108/97)	3 603	1 450
Totale	**53 525**	**54 100**

Fonte: Grtn.

L'energia ritirata dal Grtn è stata ceduta per il 29,4 per cento al mercato vincolato al prezzo medio di 5,872 c€/kWh e per il 76,4 per cento al mercato libero, tramite asta, a un prezzo medio di 4,693 c€/kWh (cfr. il paragrafo sulla vendita ai clienti idonei).

La produzione di impianti CIP6 per il 2003 è prevista sugli stessi volumi di energia del 2002, con una leggera diminuzione dei costi determinata dallo scadere degli 8 anni di incentivazione specifica per tecnologia per qualche impianto, e dal permanere delle concessioni di ritiro dell'energia per un periodo superiore agli 8 anni degli stessi impianti.

Il protrarsi delle concessioni CIP6

Il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, al fine di definire un quadro temporale certo delle realizzazioni degli impianti CIP6, richiedeva ai soggetti beneficiari delle incentivazioni di presentare all'Autorità, entro l'1 aprile 2000, le autorizzazioni degli impianti non ancora in esercizio, evidenziando che il mancato adempimento a tale obbligo avrebbe comportato la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime.

L'Autorità, a seguito dell'istruttoria, con la delibera del 27 novembre 2000, n. 175, ha presentato una prima lista di soggetti adempienti all'obbligo, elencando 115 impianti; quindi con delibera del 26 giugno 2001, n. 144, completava la lista con ulteriori 114 impianti, e con delibera del 5 luglio 2001, n. 151, elencava gli impianti che alla scadenza indicata del decreto n. 79/99 non avevano presentato le necessarie autorizzazioni.

A seguito di tali misure, alcune società per le quali l'Autorità aveva deliberato l'esclusione dalle provvidenze previste dal provvedimento CIP6 erano ricorse al Tribunale amministrativo regionale (TAR), per ottenere l'ammissione alle provvidenze medesime. L'Autorità a sua volta ha deciso di ricorrere al Consiglio di Stato nei casi in cui il TAR aveva dato esito positivo ai ricorsi presentati dagli operatori degli impianti esclusi.

Anche al fine di semplificare le numerose vicende legali pendenti, l'art. 34, recante Semplificazione di oneri burocratici in materia di fonti rinnovabili, della legge 12 dicembre 2002, n. 273, Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza, modifica il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, spostando al 31 dicembre 2002 il termine ultimo per presentare all'Autorità le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti CIP6. Tali autorizzazioni comunque devono risultare concesse, come già prescritto dal decreto legislativo n. 79/99, entro l'1 aprile 2000.

Con delibera del 15 marzo 2003, n. 19, l'Autorità ha aggiornato le delibere del 27 novembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144. La delibera n. 19/03 riporta nell'allegato A gli impianti che, avvalendosi delle prescrizioni dell'art. 34, possono rientrare nell'ambito di applicazione del provvedimento CIP6. Si tratta di 13 impianti per una potenza totale di 51 MW. Per altri 10 impianti, invece, l'Autorità subordina l'adempimento al comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'art. 34 della legge n. 273/02, al pronunciamento del Consiglio di Stato.

TAV. 4.10 **QUANTITÀ E PREZZI MEDI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA PARTE DEL GRTN**

TIPO DI INCENTIVAZIONE	GWhRITIRATI NEL 2002	PREZZO MEDIO DI RITIRO c€/kWh	DI CUI COMPONENTE INCENTIVANTE SPECIFICA PER TECNOLOGIA	DI CUI COSTO EVITATO DI IMPIANTO E COMBUSTIBILE
1) Energia CIP6	**49 751**	**9,348**	**2,650**	**6,699**
di cui assimilata	41 216	8,548	1,837	6,711
- di cui impianti esistenti assimilati	6 046	6,841	-	6,841
- di cui impianti nuovi assimilati	35 170	8,904	2,152	6,751
di cui rinnovabile	8 528	13,214	6,582	6,638
- di cui impianti esistenti rinnovabili	746	5,780	0,054	5,726
- di cui impianti nuovi rinnovabili	7 782	13,927	7,209	6,726
2) Eccedenze n. 108/97	**1 450**	**6,996**	**-**	**-**
3) Mini idro n. 62/02	**2 899**	**6,066**	**-**	**-**
Totale (1+2+3)	**54 100**	**9,109**	**-**	**-**

Fonte: Grtn.

Struttura delle importazioni

Le importazioni di energia elettrica sono ulteriormente incrementate nel 2002; il transito di maggiori volumi di energia è stato reso possibile grazie sia all'entrata in esercizio della nuova rete di interconnessione sulla frontiera meridionale con la Grecia sia ai miglioramenti tecnici e gestionali promossi dal Grtn sulla frontiera settentrionale. Lo scadere di contratti di lungo termine di Enel ha, inoltre, determinato un incremento sostanziale della capacità di interconnessione destinata al mercato libero.

La capacità di interconnessione con l'estero sulla frontiera settentrionale risulta essere per l'anno 2003 di 6 400 MW, di cui 5 700 sulla frontiera nord ovest e 600 sulla frontiera nord est, ai quali si devono aggiungere 100 MW sulla frontiera slovena senza garanzia di utilizzo.

Nel 2002 è stato inaugurato l'esercizio commerciale, sulla frontiera meridionale, dell'elettrodotto in corrente continua tra la Puglia e la Grecia per una potenza complessiva di 500 MW. Tale collegamento risulta di importanza strategica per l'integrazione del mercato elettrico del Sud Est Europa con il mercato elettrico europeo continentale.

L'interconnessione sulla frontiera meridionale

L'interconnessione Italia Grecia non solo rappresenta un passo in avanti nel processo di integrazione delle reti transeuropee, in linea con le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona, dove gli Stati membri hanno stabilito di raggiungere entro il 2005 un livello di interconnessione con le reti elettriche pari ad almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata, ma anche un'ulteriore opportunità per il mercato elettrico nazionale; esso infatti amplifica le proprie possibilità sia di importazione, estendendo l'offerta di energia elettrica in Italia, sia di esportazione, dal momento che i differenziali di prezzo e di capacità produttive nazionali rendono conveniente l'esportazione verso la Grecia nei mesi estivi.

In base agli accordi sottoscritti tra l'Autorità italiana e la Regulatory Authority for Energy of Greece (RAE; l'Autorità di regolazione della Grecia), ciascuna Autorità stabilisce le regole di assegnazione della capacità di trasporto per il 50 per cento della capacità totale dell'elettrodotto nel periodo compreso tra aprile e dicembre 2003. La capacità disponibile, destinata al mercato libero, è di 500 MW verso la Grecia e di 300 MW verso l'Italia.

Poiché la domanda di importazione in Italia supera la capacità di trasporto disponibile, l'Autorità ha definito un sistema di assegnazione pro quota in analogia ai criteri che regolano l'assegnazione delle bande disponibili sulla frontiera del Nord Italia.

La capacità di importazione, pari a 150 MW, è stata spartita tra 50 operatori, mentre si sono aggiudicati i 250 MW di esportazione 8 società.

La destinazione della capacità sulla frontiera settentrionale è notevolmente cambiata dal 2002 al 2003 in ragione di due circostanze: lo scadere di contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri per una potenza di 600 MW e il miglioramento tecnico e di gestione dell'interconnessione, che ha permesso l'impiego di ulteriori 400 MW.

La capacità di importazione, come stabilita dalla delibera dell'Autorità del 21 novembre 2002, n. 190, modificata dalla delibera del 5 dicembre 2002, n. 200, risulta essere così suddivisa tra le varie realtà del mercato elettrico nel 2003:

- il mercato libero ha a disposizione una potenza di 4 145 MW di cui 1 445 assegnati su base annuale a contratti non interrompibili, 1 200 assegnati su base biennale a contratti interrompibili, 1 500 allocati ai gestori esteri;
- Repubblica di San Marino, Corsica e Stato del Vaticano hanno riservata una potenza complessiva di 155 MW;
- i contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri, la cui energia è destinata al mercato vincolato, ammontano nel 2003 a una potenza di 2 000 MW.

Dal 2007 la capacità impegnata sotto contratti pluriennali è destinata a ridursi a 600 MW, mentre a decorrere dal 2011 non ci saranno più contratti pluriennali in essere;

- i clienti del mercato vincolato beneficiano inoltre di una capacità riservata di 100 MW sulla frontiera settentrionale e di ulteriori 100 MW su quella meridionale.

La tavola 4.11 riporta lo schema di suddivisione della capacità di importazione per paese e per destinazione.

TAV. 4.11 **ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE 2002-2003 SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE**

	FRONTIERA ELETTRICA	ANNO 2002					ANNO 2003				
		F	CH	A	SLO	TOTALE	F	CH	A	SLO	TOTALE
1	Assegnata al mercato libero	2653		220	380	3253	3453		220	480	4153
	di cui:										
	– Interrompibili	500		100		600	950			250	1200
	– Allocati ai gestori esteri	-	1000	110	190	1300	-	1200	110	190	1500
	– Non interrompibili	1153		10	190	1353	1303		10	140	1453
2	Assegnate a San Marino, Corsica, Vaticano	147				147	147				147
3	Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1800	800			2600	1400	600			2000
4	Ulteriore capacità assegnata al mercato vincolato						100				100
	Capacità complessiva (1+2+3+4)	**5400**		**220**	**380**	**6000**	**5700**		**220**	**480**	**6400**

Gli obiettivi dell'Autorità nella promozione della concorrenza dell'offerta

L'elevata concentrazione dell'offerta di energia elettrica riscontrabile sul mercato italiano ha confermato nell'attività regolatoria del 2002 la priorità a individuare ulteriori misure idonee ad aumentare la pluralità dei soggetti operanti sul lato dell'offerta. Nell'attesa dell'avvio della borsa elettrica, del completamento del processo di dismissione degli impianti Enel, del loro ammodernamento e dell'entrata in funzione di altri impianti, è risultato opportuno avanzare proposte finalizzate a favorire l'ingresso di nuovi operatori nel mercato. I due ambiti nei quali l'Autorità ha indirizzato la propria attività sono: l'avanza-

mento di proposte mirate a ridurre il potere di mercato dell'operatore dominante, attraverso l'individuazione di misure aggiuntive al vincolo per un singolo operatore di eccedere il 50 per cento della produzione e della importazione nazionale; la promozione di un sistema di accesso prioritario per gli operatori che incrementino la capacità di interconnessione con l'estero, come misura aggiuntiva all'attuale gestione delle linee di interconnessione che permette, grazie all'allocazione pro quota, un incremento dell'offerta proporzionale alla potenza di interconnessione disponibile al netto dei contratti a lungo termine. A tale proposito, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza, l'Autorità ha delineato i possibili interventi in materia attraverso due Documenti per la consultazione, e ha inoltrato, l'11 marzo 2002 e il 13 giugno 2002, due segnalazioni a Governo e Parlamento.
I due Documenti per la consultazione avanzati sono:

- *Proposte per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero per l'anno 2002* (7 agosto 2001);
- *Inquadramento e proposte per interventi in materia di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero* (27 febbraio 2002).

Il primo Documento era incentrato principalmente sulla disciplina delle importazioni di energia elettrica e sullo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP; cessione di disponibilità di capacità produttiva senza alienazione della proprietà); mentre il secondo verteva sulla disciplina delle cosiddette linee dirette di importazione.

Le importazioni: dal Documento per la consultazione all'attività regolatoria

In materia di importazioni, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 sottolineava le principali problematiche connesse alla allocazione della capacità di interconnessione con l'estero e ne proponeva il superamento attraverso diversi metodi alternativi di allocazione della capacità di importazione. L'Autorità si impegnava contestualmente a promuovere accordi con le Autorità di regolazione dei paesi confinanti, al fine di pervenire all'allocazione congiunta della capacità di trasporto. Ciò ha condotto, nel corso del 2001, alla sottoscrizione di un accordo, a valere per l'anno 2002, con la *Commission de regulation de l'électricité* (l'Autorità di regolazione della Francia) per la formazione di un'area di libero scambio dell'energia elettrica. In base all'accordo veniva assegnata congiuntamente al Grtn e al *Reseau de transport de l'électricité* (il gestore di rete della Francia) tutta la capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Francia, oltre che la parte della capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Svizzera assegnabile da parte dell'Italia, ovvero, per il 2002, 1 653 MW su 2 653 MW disponibili.

La delibera n. 190/02, e la regolazione delle attività di importazione per l'anno 2003

Con la delibera n. 190/02, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto sulla frontiera settentrionale per il 2003, prevedendo in particolare:

- la conferma per il 2003 della creazione di un'area di libero scambio costituita dalle linee di interconnessione tra l'Italia e la Francia e del 50 per cento delle linee disponibili tra l'Italia e la Svizzera. Per tale capacità è stata confermata l'assegnazione congiunta ai clienti finali con determinati requisiti, effettuata da parte del Grtn e del *Reseau de transport de l'électricité* mediante un metodo di razionamento pro quota;
- l'assegnazione del 50 per cento, mediante un metodo di razionamento pro quota, delle capacità di trasporto sulle reti di interconnessione tra l'Italia e l'Austria e tra l'Italia e la Slovenia;
- la possibilità di richiedere bande di capacità di trasporto per transitare l'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale (importazione e contestuale esportazione dell'energia elettrica importata);
- l'assegnazione coordinata tra Grtn e *Austrian Power Grid* (il gestore di rete dell'Austria) ed *Eles* (il gestore di rete della Slovenia) di eventuali capacità di trasporto su base annuale messe a disposizione, in maniera speculare, dai predetti gestori;
- un meccanismo di negoziazione secondaria, basato su metodi di mercato, per assegnare la capacità di trasporto che si rende disponibile su un orizzonte temporale inferiore all'anno (assegnazione di breve termine).

Nel mese di maggio 2002, a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento tra Grecia e Italia, l'Autorità e la RAE hanno sottoscritto un accordo contenente i principi di una procedura congiunta per la gestione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra l'Italia e la Grecia; tale accordo prevede:

- l'assegnazione congiunta da parte del Grtn e di *Hellenic Transmission System Operator* (il gestore di rete della Grecia), mediante un metodo di razionamento pro quota, delle richieste di capacità di trasporto;
- richieste, in misura massima del 35 per cento, della capacità totale di trasporto assegnabile;
- due distinte assegnazioni con riferimento alle due possibili direzioni di scambio dell'energia elettrica (una per le importazioni e una per le esportazioni).

Le procedure di assegnazione dell'anno 2002 hanno risentito del carattere sperimentale che ha accompagnato il primo periodo di esercizio commerciale del collegamento (*Test Operation Period* – TOP). Ciò ha comportato la rivisitazio-

ne dell'accordo sottoscritto nell'anno 2002 dall'Autorità e dalla RAE, al fine di apportare i necessari interventi correttivi per l'assegnazione di capacità di trasporto nel corso dell'anno 2003 (vedi riquadro nelle pagine precedenti).

Sempre in tema di importazioni, l'art. 35 della legge 12 dicembre 2002, n. 273, *Disposizioni in materia di importazioni e fornitura di energia elettrica*, prevede la possibilità di garantire l'allocazione prioritaria delle bande d'importazione per tre tipologie di utenti con particolari requisiti. Le quote di capacità riservate per le assegnazione prioritarie dovranno essere definite con provvedimenti successivi da parte del Ministero delle attività produttive.

Conseguentemente, con l'approvazione di tale articolo, le modalità e le condizioni di allocazione della capacità d'importazione non sono più unicamente di competenza dell'Autorità come prescritto dal comma 2, dell'art. 10 del decreto legislativo n. 79/99.

Ulteriori misure per la promozione della concorrenza: il Documento per la consultazione, le segnalazioni al Governo e al Parlamento

In materia di produzione nazionale, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 proponeva l'introduzione dei VPP, cioè contratti in base ai quali il proprietario dell'impianto si impegna a renderlo disponibile per la produzione, e la controparte acquista il diritto a formulare l'offerta sul mercato all'ingrosso relativamente all'energia elettrica producibile dal medesimo. Tali contratti hanno il pregio di favorire la pluralità dell'offerta senza indurre variazioni dell'assetto proprietario, consentendo il pieno sfruttamento delle economie di scala presenti nell'attività di generazione e preservando la competitività delle imprese in vista di un mercato concorrenziale europeo.

L'Autorità, rifacendosi ad analoghe esperienze maturate all'estero, in particolare in Francia, in Irlanda e in Canada, suggeriva che l'operatore dominante, ed eventualmente altri soggetti, sottoscrivessero contratti tipo VPP con riferimento a una quota della loro capacità produttiva.

Nel corso del 2002, tuttavia, durante i lavori parlamentari sul disegno di legge AS 1125 di conversione del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante *Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico*, veniva avanzata la possibilità di introdurre un tetto del 50 per cento alla dotazione di potenza installata sul territorio nazionale nella disponibilità di un unico soggetto. L'introduzione di un simile vincolo avrebbe permesso di ridurre la concentrazione della proprietà nel settore della generazione elettrica a un livello più incisivo rispetto a quanto prescritto dal decreto legislativo n. 79/99.

La segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento dell'11 marzo 2002, relativa al suddetto disegno di legge, esprimeva pertanto un pieno assenso a tale intervento. L'Autorità contestualmente suggeriva di individuare i circa 5 000 MW di capacità che Enel avrebbe dovuto cedere a terzi in impianti di

modulazione e di punta, data la loro importanza strategica nel definire il prezzo dell'energia elettrica.

L'introduzione del nuovo tetto avrebbe, nei fatti, reso inutile il ricorso ai VPP, ma l'articolo relativo al citato intervento veniva successivamente stralciato dal disegno di legge AS 1125, rendendo necessaria l'individuazione di ulteriori misure per accelerare il processo di liberalizzazione nell'offerta di energia elettrica.

Nuovamente, in occasione della segnalazione al Governo su possibili misure per la promozione della concorrenza nel mercato dell'energia elettrica trasmessa con delibera del 13 giugno 2002, n. 106, venivano avanzate numerose proposte per limitare il potere di mercato dell'operatore dominante.

In particolare, si sottolineava la necessità di rivedere e integrare le quote stabilite dal decreto legislativo n. 79/99, considerando l'articolazione del mercato in zone geografiche, quindi, in presenza di vincoli di trasporto sulla rete nazionale, la possibilità di concentrazione dell'offerta su scala regionale; si faceva inoltre rilevare che rimanevano quasi esclusivamente di proprietà del gruppo Enel gli impianti di modulazione e di punta, fondamentali nel definire i prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

Per ovviare a questi aspetti anticompetitivi la segnalazione avanzava la proposta di:

- introdurre, per i soggetti già operanti prima del decreto legislativo n. 79/99, un tetto massimo del 40 per cento di produzione e importazione, al netto dell'autoproduzione e dell'energia incentivata di cui all'art 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, a decorrere dall'1 gennaio 2006; per i nuovi soggetti veniva chiesto invece un tetto del 20 per cento;
- introdurre soluzioni che in via transitoria sottraessero a Enel parte della disponibilità di energia generata in impianti di modulazione e di picco, ricorrendo ai VPP, o a contratti di produzione in conto terzi, disciplinati dall'Autorità; oppure affidando la disponibilità di energia da impianti di modulazione e di picco a un soggetto terzo, quale, per esempio, il Grtn;
- rivedere, con riferimento al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, le clausole riguardanti il periodo minimo di mantenimento delle attività di produzione nell'ambito delle società che hanno acquisito i 15 000 MW di impianti dismessi da Enel.

La delibera 1 agosto 2002, n. 151, e le linee dirette e di accesso prioritario all'interconnessione con l'estero

Il Documento per la consultazione del 27 febbraio 2002 era stato preparato con l'intento di giungere alla definizione di modalità che favorissero gli interventi per l'attivazione di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero. Il Documento definisce una "linea diretta per lo scambio con l'estero" come una rete senza obbligo di connessione di terzi, che collega una zona di rete inter-

connessa di competenza di un gestore estero con la rete di trasmissione italiana a mezzo di un solo sito di connessione, stabilito sul territorio nazionale.
A giudizio dell'Autorità, in una fase transitoria, la realizzazione di queste linee dirette potrebbe sia contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero, sia sopratutto, ampliare la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione facente parte della rete di trasmissione nazionale.
Tuttavia è prerogativa del Ministero delle attività produttive definire gli obbiettivi e le linee di politica generale che consentono di precisare le esigenze di incremento della capacità di scambio con l'estero e il grado di concorrenza nell'offerta di energia elettrica importante per la determinazione della durata della fase transitoria.
Ai fini della promozione della concorrenza, l'Autorità ha provveduto a emanare un provvedimento (delibera n. 151/02) contenente disposizioni in tema di accesso prioritario alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero in seguito alla realizzazione di interventi di sviluppo diretto della rete di interconnessione. La delibera n. 151/02, vista l'eccezionale scarsità della capacità di importazione di energia elettrica, ha introdotto una fattispecie di accesso regolato per la quale:

- ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto della rete di trasmissione nazionale di interconnessione con l'estero è riconosciuto l'accesso a titolo prioritario, per un periodo di 10 anni, a una quota pari all'80 per cento dell'incremento di capacità determinato dall'infrastruttura oggetto dell'intervento di sviluppo diretto;
- in detto periodo non è riconosciuta alcuna remunerazione ai soggetti se non quella implicita derivante dall'assegnazione dei diritti di accesso a titolo prioritario;
- le infrastrutture oggetto degli interventi di sviluppo diretto sono parte della rete di trasmissione nazionale e, come tali, vengono gestite dal Grtn.

Aste CIP6

In conformità alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive del 22 novembre 2002, l'Autorità ha provveduto anche per l'anno 2003 a disciplinare le procedure concorsuali per la cessione dell'energia ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.
La scelta di cedere ai clienti idonei l'energia ritirata dal Grtn in base alle concessioni CIP6 ha rappresentato, anche quest'anno, uno strumento di promozione della concorrenza in un contesto caratterizzato da una limitata scelta nelle

alternative di approvvigionamento.

Le modalità di assegnazione tramite asta, tuttavia, hanno garantito soltanto per alcune categorie di utenti un approvvigionamento di energia elettrica a basso costo, facendo ricadere sulla collettività la differenza tra i ricavi delle procedure concorsuali (Tav. 4.15) e il costo di acquisto sostenuto dal Grtn per il ritiro (Tav. 4.10).

SERVIZIO DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA

I tempi dell'avvio del dispacciamento di merito economico

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevedeva che entro l'1 gennaio 2001 avesse luogo la transizione da un regime di dispacciamento passante a un regime di dispacciamento di merito economico.

Al momento in cui si scrive rimane ancora in vigore il criterio di dispacciamento passante, dal momento che il quadro delle regole indispensabili all'avvio del dispacciamento di merito economico e del sistema delle offerte non è ancora stato completato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità aveva trasmesso al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, il proprio parere relativamente allo schema di disciplina del mercato elettrico, predisposto dal Gestore del mercato S.p.A. (Gme). Seppure favorevole, l'Autorità ha richiesto che il Gme modificasse lo schema, integrando alcuni elementi ritenuti essenziali ai fini di un corretto funzionamento dei meccanismi di mercato e del rispetto delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento come definite con sua delibera n. 95/01.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto del 9 maggio 2001, ha approvato la disciplina del mercato elettrico, la quale stabilisce che le norme attuative e procedurali siano precisate nelle sue Istruzioni e nelle disposizioni tecniche di funzionamento.

Nel gennaio 2002, il Gme ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità, la quale, il 23 aprile 2002 con delibera n. 72, ha rilasciato il proprio parere favorevole, specificando la necessità di integrare alcuni interventi e modificarne altri.

Al momento in cui si scrive il testo delle Istruzioni predisposto dal Gme sulla base delle osservazioni dell'Autorità è ancora all'esame del Ministro delle attività produttive, mentre la sezione relativa alla contrattazione dei certificati verdi è stata scorporata e approvata separatamente con decreto ministeriale del 14 marzo 2003.

Per quanto riguarda le disposizioni tecniche di funzionamento del mercato, con la delibera n. 95/01, l'Autorità aveva definito le condizioni per l'erogazione, da parte del Grtn, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera disciplina sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Grtn, delle risorse necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi nel sistema elettrico e alla gestione delle congestioni di rete, sia le condizioni per l'assegnazione agli operatori dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica.

Il 31 ottobre 2001 il Grtn aveva trasmesso lo schema delle regole per il dispacciamento all'Autorità, che si è pronunciata, con delibera 8 maggio 2002, n. 87, formulando osservazioni vincolanti, recepite dal Grtn nella versione finale delle Regole per il dispacciamento di merito economico, approvata dal consiglio di amministrazione della medesima società in data 12 luglio 2002.

L'avvio del sistema delle offerte non può prescindere dall'approvazione delle Istruzioni alla disciplina del mercato da parte del Ministro delle attività produttive. Contemporaneamente è necessario completare la normativa per quanto attiene in particolare:

- la definizione delle modalità di autorizzazione dei contratti bilaterali in deroga al sistema delle offerte, al fine di consentire agli operatori il ricorso a modalità di scambio alternative alla borsa dell'elettricità;
- la definizione di un sistema per l'attribuzione convenzionale di un profilo di prelievo orario dell'energia elettrica presa nei punti che non sono dotati di misuratore orario (sistema di *load profiling*), così da assicurare la potenziale partecipazione attiva al sistema delle offerte di tutta la domanda del sistema elettrico.

Quest'ultimo punto ha interessato in particolar modo le attività dell'Autorità durante il 2002. In agosto è stato emanato un Documento per la consultazione sulla *Determinazione convenzionale dei profili di prelievo di energia elettrica per i clienti finali non dotati di misuratore orario e definizione dei flussi informativi necessari alla previsione e alla consuntivazione dei prelievi di energia elettrica*.

L'Autorità, partendo da una analisi delle due principali metodologie adottate in ambito internazionale per l'implementazione delle procedure di *load profiling*, per area e per categoria, avanza, per il sistema italiano, la proposta di adozione del meccanismo del *load profiling* per area, opportunamente accompagnato da un'analisi dei flussi informativi necessaria per attivare la soluzione proposta.

Gli esiti del procedimento per la consultazione hanno portato l'Autorità a formulare una successiva proposta semplificata di applicazione del meccanismo di

load profiling per area, presentata ai soggetti interessati durante il mese di ottobre 2002. Dando seguito alle osservazioni emerse in tale sede è stato costituito un gruppo di lavoro informale, comprendente l'Autorità, le imprese di distribuzione e il Grtn, che si propone di analizzare le problematiche connesse con lo scambio di informazioni necessarie alle procedure di *load profiling* tra clienti finali, distributori e Grtn.

La disciplina del dispacciamento transitorio

In attesa dell'avvio di un servizio di dispacciamento di merito economico, è risultato necessario prevedere una disciplina per il servizio di dispacciamento transitorio. Essa è stata introdotta con la delibera del 7 marzo 2002, n. 36, dove vengono specificate le modalità di corresponsione degli oneri per i servizi di bilanciamento e di scambio di energia elettrica.

L'applicazione della delibera n. 36/02 ha tuttavia evidenziato alcuni problemi di contabilizzazione e di liquidazione delle partite economiche. Sono emerse, in modo particolare, inefficienze nella gestione dei flussi di informazioni relativi ai contratti stipulati, tipicamente, misure di immissioni e di prelievi di energia elettrica e ripartizione della medesima tra i vari contratti; oltre che diverse omissioni dagli obblighi di stipula dei contratti di bilanciamento e di scambio, cui erano tenuti i clienti idonei.

Pertanto l'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere alla consultazione degli operatori mediante pubblicazione, in data 12 febbraio 2003, del Documento per la consultazione su *Modificazione delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio*, così da superare i problemi emersi durante l'anno e avanzare una proposta migliorativa di regolazione.

In tale Documento si proponeva una riforma della disciplina del dispacciamento transitorio che abbia come punti qualificanti:

- la subordinazione della stipula del contratto di trasporto per i punti di prelievo alla conclusione dei contratti di bilanciamento e scambio per i medesimi punti;
- il vincolo del mandatario unico per la stipula dei contratti di trasporto, bilanciamento e scambio;
- l'obbligo di raggruppare in un solo rapporto contrattuale tutti i punti di prelievo nella disponibilità per ambito di competenza di un'impresa di distribuzione;
- la fatturazione in acconto dei corrispettivi per il bilanciamento sulla base delle attestazioni dei titolari del bilanciamento;

- il computo dei saldi preliminari dei contratti di scambio sulla base delle attestazioni del relativo titolare e la fatturazione in acconto dei medesimi qualora negativi.

Nel Documento per la consultazione sono stati forniti anche molteplici spunti di riflessione riguardo l'opportunità di revisione dei meccanismi di remunerazione amministrata delle risorse per il dispacciamento, nel momento in cui con la frammentazione della produzione su più operatori a seguito della dismissione delle Gen.Co. da parte dell'Enel può verificarsi una divaricazione fra i corrispettivi riconosciuti per la fornitura delle suddette risorse ai singoli operatori e i costi sostenuti dai medesimi.

Il Documento per la consultazione 12 febbraio 2003 ha trovato attuazione, limitatamente alle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento, con la pubblicazione dell'allegato A alla delibera dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 27, concernente modificazioni, a decorrere dall'1 aprile 2003, della delibera dell'Autorità n. 36/02.

Attività di regolazione tecnica ed economica del servizio

L'aggiornamento dei corrispettivi del servizio di trasporto

Come previsto dalla delibera n. 228/01, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri tariffari relativi al servizio di trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Per il 2003, tale aggiornamento è stato effettuato con la delibera dell'1 agosto 2002, n. 152. Il risultato dell'andamento contrastante dei diversi parametri è un leggero aumento dei costi di trasporto per tutte le tipologie di utenti finali.

I costi riconosciuti relativi alle attività di vendita dell'energia elettrica e di misura (transitoriamente compresa nel servizio di trasporto) per l'anno 2003 si riducono dell'1,5 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione risulta dalla differenza tra il tasso di recupero di produttività, fissato dall'Autorità al -4 per cento annuo per il periodo di regolazione 2000-2003, e il tasso di inflazione rilevato dall'Istat pari, per il 2002, al 2,5 per cento.

I costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione, invece, aumentano dell'1,7 per cento rispetto all'anno 2002, grazie all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione, i recuperi di produttività, i costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio incrementati di circa il 2,9 per cento, i costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, circa 0,3 per cento. Proprio la voce relativa ai costi riconosciuti come incentivazione dei recuperi di qualità del servizio, passati da 75 milioni di euro nel 2002 ai circa 110 milioni di euro, ha determinato il maggiore incremento dei costi di distribuzione.

I costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione per l'anno 2003 aumentano del 4 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione, oltre all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione e i recuperi di produttività, dipende dal valore assunto dal tasso di variazione dei costi riconosciuti derivanti da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. In particolare, a determinare l'aumento dei costi riconosciuti concorrono:

- gli oneri che derivano dalla variazione del perimetro della rete di trasmissione, attuata con decreto del Ministro delle attività produttive 23 dicembre 2002 (2,7 per cento);
- gli oneri relativi agli accordi internazionali per i transiti transfrontalieri nel 2002 (*cross border tariff*) (1,9 per cento);
- gli oneri derivati da un aggiustamento dei costi riconosciuti per l'attività propria del Grtn, necessario per adeguare il corrispettivo al consolidarsi della sua organizzazione e della sua struttura (0,9 per cento).

TAV. 4.12 **TARIFFA MEDIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

Tariffa media al netto delle imposte e delle componenti A; c€/kWh

TIPOLOGIE	ANNO 2002	ANNO 2003	DIFFERENZA 2003-2002	VARIAZIONE % 2003-2002
BT domestici	4,923	4,947	0,024	0,5
BT illuminazione pubblica	1,790	1,822	0,032	1,8
BT altri usi	3,985	4,018	0,033	0,8
MT illuminazione pubblica	1,050	1,072	0,022	2,1
MT altri usi	1,471	1,493	0,021	1,4
AT	0,445	0,455	0,011	2,4

Le descritte variazioni dei costi riconosciuti hanno condotto all'aggiornamento dei parametri del vincolo V1 (vincolo ai ricavi conseguibili da ciascun distributore per ogni tipologia contrattuale), comportando una variazione media dei corrispettivi applicabili ai clienti finali pari a quanto riportato nella tavola 4.12. Per quanto riguarda i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per le imprese distributrici e per i produttori (titolo 2, sezione 2, del Testo integrato) la variazione dei costi riconosciuti ha implicato un aumento medio del 3 per cento della componente a carico dei distributori (CTR) e un aumento del 4,1 per cento del corrispettivo gravante sui produttori.

VENDITA AI CLIENTI IDONEI

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

L'apertura del mercato è proseguita con la consueta vivacità durante il 2002 e nei primi mesi del 2003, come si può rilevare dalla tavola 4.13[1], che riporta la suddivisione dei clienti idonei per tipo di idoneità e per regione assieme al consumo (i dati di consumo si riferiscono ai prelievi dalla rete, più l'eventuale autoproduzione, meno le cessioni alla rete dell'energia in eccesso).

I quantitativi di energia coinvolti negli acquisti sul mercato libero riguardano evidentemente i soli prelievi, anche se l'entità di energia effettivamente autoprodotta può risentire dei prezzi spuntati sul mercato. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi è significativa, come viene indicato nella tavola 4.14. Gli autoconsumi degli autoproduttori contribuiscono nel complesso a circa il 15 per cento dei consumi dei clienti idonei. L'apporto dell'autoproduzione ai consumi dei clienti finali è particolarmente rilevante per i clienti multisito nazionali, per i clienti finali e per le società consortili, spesso dotate di impianti di autoproduzione a livello consortile. Risulta invece trascurabile per le imprese societarie, per i gruppi e per i consorzi. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi dei clienti idonei varia molto anche a livello regionale, raggiungendo i valori massimi in Sicilia dove l'autoconsumo rappresenta il 43 per cento dei consumi dei clienti idonei.

L'insufficienza dell'offerta sul mercato libero viene evidenziata dal confronto tra i dati riportati in questa tavola e quelli riguardanti le vendite sul mercato libero, presentati nel bilancio elettrico della tavola 4.1. A fronte di un fabbisogno elettrico del mercato libero nel 2002, pari a poco più di 117 TWh in termini dei soli prelievi dalla rete, le vendite da parte dei grossisti (escludendo gli autoconsumi) ammontano a circa 98 TWh. Il rimanente fabbisogno elettrico dei clienti idonei, circa 20 TWh o il 15 per cento del totale, è stato coperto sul mercato vincolato, probabilmente perché i prezzi proposti sul mercato libero non erano sufficientemente attraenti.

Ai fini della descrizione dell'evoluzione dei clienti idonei nell'anno trascorso è opportuno distinguere tra due periodi prima e dopo l'abbassamento della soglia

1 I dati relativi ad aprile 2002 presentati in questa tavola non corrispondono a quelli riportati nella *Relazione Annuale* 2002 per via del ritardo di circa un mese nel recapito postale del riconoscimento di idoneità. Inoltre, differenze nei consumi possono sussistere in quanto le dichiarazioni dei distributori sono talvolta riferite a periodi inferiori all'anno solare.

di idoneità a 0,1 GWh avvenuta il 29 aprile 2003. Per motivi di sinteticità, nel seguito si farà riferimento all'aprile 2003 per indicare il 28 aprile, ultimo giorno del precedente regime di idoneità, e a maggio 2003 per indicare il periodo immediatamente successivo.

Fino al 28 aprile 2003

Tra la fine di aprile 2002 e aprile 2003 il numero di clienti idonei è aumentato da 11 205 a 13475 e il relativo consumo da 124,8 a 136,7 TWh. I dati evidenziano una crescita più forte delle imprese societarie e dei clienti multisito nazionali, mentre i gruppi hanno avuto un incremento limitato per via della evoluzione di molte imprese in clienti multisito nazionali. Il consumo medio per sito ha continuato il calo già evidenziato negli anni precedenti, ma più velocemente che nel passato (da 11,1 a 10,1 GWh), indicando un più forte contributo di siti con consumi inferiori alla soglia di idoneità di 9 GWh (componenti soprattutto di imprese societarie e multisito nazionali). Vi sono tuttavia sostanziali differenze tra le diverse tipologie di idoneità: i consumi medi delle imprese societarie si sono notevolmente abbassati, stabili sono quelli dei gruppi, in leggero aumento quelli dei clienti multisito nazionali. Molto significativo è inoltre il divario esistente tra il consumo medio delle diverse tipologie di idoneità: per i clienti finali circa 6 volte maggiore di quello dei raggruppamenti di imprese, che a loro volta hanno un consumo medio triplicato rispetto alle imprese consorziate.

Gli incrementi differenziati tra le varie regioni sembrano legati alla difformità della composizione produttiva e delle dimensioni delle imprese, più che a una diversa logica imprenditoriale. Il numero di siti è aumentato da un minimo del 10 per cento in Molise a un massimo del 32 per cento in Basilicata, se si esclude la Val d'Aosta che ha pochi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh. Anche il consumo medio per sito è diminuito in quasi tutte le regioni. Fanno eccezione Trentino Alto Adige, Marche, Molise e Calabria con un leggero aumento. Generalmente il calo maggiore è avvenuto dove è più forte la crescita del numero di clienti idonei. Permane comunque una notevole differenziazione tra le regioni: i consumi medi per sito variano da valori minimi attorno a 6 GWh nelle Marche e in Calabria, con una preponderanza di piccole e medie imprese, e valori massimi superiori a 40 GWh in Sicilia e Sardegna, caratterizzate da una prevalenza di grandi impianti ad alto consumo energetico.

TAV. 4.13 EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO 2002-2003

	APRILE 2002			APRILE 2003			MAGGIO 2003		
	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)
Per tipo di idoneità									
Clienti finali	688	62,4	90,7	817	65,3	79,9	n.d.	n.d.	-
Imprese societarie	421	5,9	14,0	611	6,9	11,2	n.d.	n.d.	-
Gruppi	526	7,5	14,3	555	7,9	14,2	n.d.	n.d.	-
Multisito nazionali	824	12,8	15,6	1 059	17,0	16,1	n.d.	n.d.	-
Consorzi	7 073	27,8	3,9	8 434	31,1	3,7	n.d.	n.d.	-
Società consortili	1 673	8,4	5,0	1 999	8,5	4,3	n.d.	n.d.	-
Per regione									
Val d'Aosta	5	0,3	53,5	11	0,3	30,0	239	0,4	1,7
Piemonte	1 207	13,9	11,5	1 410	14,9	10,6	11 688	19,1	1,6
Lombardia	3 298	30,7	9,3	3 906	33,0	8,5	34 245	45,9	1,3
Liguria	178	1,7	9,3	227	1,8	7,8	3 033	3,5	1,1
Veneto	1 598	13,8	8,6	1 892	14,8	7,8	15 976	20,0	1,3
Trentino Alto Adige	266	2,0	7,4	296	2,4	8,1	3 558	3,6	1,0
Friuli Venezia Giulia	408	5,3	13,1	482	5,6	11,6	3 810	7,1	1,9
Emilia Romagna	1 215	9,9	8,2	1 535	11,6	7,6	14 390	17,8	1,2
Toscana	792	7,3	9,2	931	7,6	8,2	10 301	11,0	1,1
Marche	364	2,0	5,5	424	2,4	5,6	4 498	4,0	0,9
Umbria	131	2,8	21,6	171	3,1	18,4	1 277	3,8	2,9
Lazio	526	4,7	8,9	691	5,5	8,0	8 926	9,3	1,0
Abruzzo	216	2,7	12,7	253	3,0	12,0	2 612	4,1	1,6
Molise	59	0,6	9,8	65	0,7	10,3	517	0,9	1,7
Campania	272	5,2	19,0	346	5,8	16,8	7 397	9,1	1,2
Puglia	233	4,7	20,3	284	5,2	18,5	6 449	7,3	1,1
Basilicata	43	0,9	21,5	57	1,1	19,5	1 056	1,5	1,4
Calabria	102	0,6	6,0	115	0,7	6,0	2 751	1,5	0,5
Sicilia	176	8,8	50,0	230	9,4	41,1	7 787	12,4	1,6
Sardegna	116	6,8	59,0	149	7,5	50,5	3 306	8,7	2,6
Per classe di consumo (GWh)									
0,1 - 0,2	0	0,0	-	0	0,0	-	67 590	9,5	0,1
0,2 - 0,5	0	0,0	-	0	0,0	-	40 474	12,6	0,3
5,0 - 1,0	0	0,0	-	0	0,0	-	14 966	10,6	0,7
1,0 - 2,0	4 172	5,6	1,3	5 363	6,9	1,3	10 105	13,4	1,3
2,0 - 5,0	3 772	11,8	3,1	4 397	13,7	3,1	6 296	19,5	3,1
5,0 - 10,0	1 564	10,9	7,0	1 792	12,5	7,0	2 276	15,8	6,9
10,0 - 20,0	847	11,7	13,8	987	13,7	13,9	1 115	15,5	13,9
20,0 - 50,0	496	15,2	30,7	562	17,1	30,4	597	18,1	30,3
50,0 - 100,0	183	12,5	68,5	194	13,4	68,8	208	14,3	69,0
> 100,0	171	57,0	333,4	180	59,4	329,8	189	61,9	327,4
Totale	**11 205**	**124,8**	**11,1**	**13 475**	**136,7**	**10,1**	**143 816**	**191,1**	**1,3**

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

TAV. 4.14 **INCIDENZA DELL'AUTOPRODUZIONE SUI CONSUMI DEI CLIENTI IDONEI A FINE APRILE 2003**

Miliardi di kWh

	PRELIEVO	PRODUZIONE	CESSIONE	CONSUMO
Per tipo di idoneità				
Clienti finali	52,7	18,0	5,3	65,3
Imprese societarie	6,3	0,7	0,1	6,9
Gruppi	7,5	0,5	0,1	7,9
Multisito nazionali	13,0	23,8	19,8	17,0
Consorzi	30,2	1,3	0,3	31,1
Società consortili	7,9	2,7	2,0	8,5
Per regione				
Val d'Aosta	0,3	0,0	0,0	0,3
Piemonte	13,0	3,9	2,0	14,9
Lombardia	30,0	13,3	10,2	33,0
Liguria	1,6	0,2	0,0	1,8
Veneto	13,5	1,5	0,2	14,8
Trentino Alto Adige	2,1	0,4	0,0	2,4
Friuli Venezia Giulia	4,6	1,6	0,6	5,6
Emilia Romagna	9,6	5,5	3,5	11,6
Toscana	6,7	2,4	1,4	7,6
Marche	2,2	0,7	0,5	2,4
Umbria	3,1	0,0	0,0	3,1
Lazio	5,1	0,4	0,0	5,5
Abruzzo	2,7	0,6	0,3	3,0
Molise	0,7	0,0	0,0	0,7
Campania	5,5	0,4	0,0	5,8
Puglia	3,9	3,6	2,2	5,2
Basilicata	0,9	0,3	0,1	1,1
Calabria	0,7	0,0	0,0	0,7
Sicilia	5,4	10,7	6,7	9,4
Sardegna	6,0	1,6	0,1	7,5
Totale	**117,5**	**47,0**	**27,8**	**136,7**

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

Dal 29 aprile 2003

Il quadro dei clienti idonei cambia notevolmente con l'abbassamento della soglia di idoneità a consumi pari a 100 000 kWh annui a partire dal 29 aprile 2003, ovvero dopo 90 dalla vendita di Interpower (legge 5 marzo 2001, n. 57). I dati disponibili già dai primi giorni del mese di maggio evidenziano una decuplicazione dei clienti idonei, diventati quasi 144000 per un consumo complessivo di 191 TWh riferito al 2002, in corrispondenza di circa il 66 per cento dei consumi finali di energia elettrica del paese. È molto significativa la distribuzione dei clienti idonei tra classi di consumo: quasi un terzo dei consumi è dovuto a siti con consumi maggiori di 100 GWh, mentre più o meno la metà deriva da siti con consumi superiori a 20 GWh; i siti dei nuovi clienti idonei con consumi inferiori a 1 GWh contribuiscono nel complesso ad appena il 17 per cento dei consumi del mercato libero. L'85 per cento dei clienti idonei ha consumi minori di 1 GWh e il 75 per cento più bassi di 0,5 GWh. È infine opportuno evidenziare l'incidenza dei nuovi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh nel 2002, ovvero quei clienti finali che avrebbero già potuto entrare nel mercato libero prima del 29 aprile se avessero fatto richiesta. Stimati in 7 300, avevano nel 2002 un consumo complessivo di circa 22 TWh, cioè il 40 per cento dell'incremento del mercato libero, e un sorprendente numero di siti con consumi molto elevati: 35 con consumi superiori a 20 GWh e ben 9 con consumi maggiori di 100 GWh[2].

Il contributo delle aste CIP6 e delle importazioni per incrementare l'offerta nel mercato libero

L'energia totale delle aste CIP6 destinata al mercato libero, nel 2002, ammonta a 39 052 GWh, pari al 40 per cento circa del totale della domanda del mercato libero. L'energia è stata ceduta dal Grtn tramite tre aste differenziate per tipologia di cliente finale: cliente finale interrompibile senza preavviso, cliente finale interrompibile con preavviso e clienti idonei non interrompibili, di cui all'art. 2 della delibera dell'Autorità 30 giugno 1999, n. 91. Le bande di ampiezza costante di 10 MW sono state assegnate su base annuale. Nella tavola 4.15 vengono riportati la potenza CIP6 attribuita per l'anno 2002 al mercato libero per diversa tipologia di cliente finale e il prezzo medio formatosi sulle aste.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 22 novembre 2002 individua, per il 2003, una diversa classificazione dei clienti finali ai quali destinare l'energia CIP6 e dedica loro 4 400 MW da assegnare su base annuale e 200 MW da assegnare su base mensile. Le novità rispetto al 2002 sono:

2 Questi contributi si possono ricavare dalle differenze tra i valori riportati nella tavola 4.14 per i mesi di aprile e maggio 2003.

- la sostituzione della categoria "interrompibile senza preavviso" con quella di cliente finale con almeno il 55 per cento dei suoi consumi in fascia F4;
- la disponibilità di 200 MW di potenza da assegnarsi su base mensile.

Con delibera del 12 dicembre 2002, n. 204, l'Autorità ha definito le procedure concorsuali e i prezzi base d'asta per le diverse categorie individuate dal decreto ministeriale sopra citato.

Importazioni

La capacità destinata al mercato libero è aumentata (Tav. 4.11) da 3253 MW del 2002 a 4153 MW nel 2003. Di questi il Grtn, congiuntamente al *Reseau de transport de l'électricité* francese, ne ha assegnati 2 053 secondo le modalità specificate nella delibera n. 190/02, ovvero con il metodo pro quota (Tav. 4.17). Quindi, 1500 MW sono stati allocati ai gestori esteri, mentre i rimanenti 600 erano stati allocati nel 2002 sulla base di contratti interrompibili a scadenza biennale. Le bande a disposizione del Grtn sono state divise in 1453 MW per l'assegnazione

TAV. 4.15 **QUANTITÀ E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ASSEGNATA NEL 2002 NELLE ASTE CIP6**

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO MEDIO DI ACQUISTO c€/kWh
Non interrompibili	3180	4,9843
Interrompibili con preavviso	820	4,0497
Interrompibili senza preavviso	500	3,8998
Totale assegnazioni	**4500**	**4,6935**

Fonte: Grtn.

TAV. 4.16 **QUANTITÀ DI ENERGIA ASSEGNATA NEL 2003 E PREZZO BASE NELLE ASTE CIP6**

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO BASE FISSATO DALL'AUTORITÀ
Con assegnazione annuale	4400	
- di cui non interrompibili	3000	2,43+0.659*Ct
- di cui interrompibili con preavviso	1000	1,80+0.659*Ct
- di cui col 55% dei consumi in F4	400	1,98+0.659*Ct
Con assegnazione mensile	200	2,43+0.659*Ct* coefficiente mensile A_M
Totale	**4600**	

Fonte: Grtn.

annuale a clienti finali non interrompibili e 600 MW per l'assegnazione biennale a clienti interrompibili, che vanno ad aggiungersi ai 600 MW che erano stati assegnati lo scorso anno con contratti a durata biennale. Tutta la capacità è stata assegnata per bande di 1 MW ciascuno in base al criterio pro quota.

Dei 1 453 MW, la capacità disponibile sulla frontiera nord ovest, cioè 1 303 MW, è stata spartita tra 48 operatori, mentre la capacità della frontiera nord est è stata assegnata a 16 operatori.

Dei 600 MW disponibili con caratteristiche di interrompibililità, la capacità sulla frontiera nord ovest è stata assegnata a 77 operatori, mentre quella a nord est, cioè 150 MW, a 57 operatori.

TAV. 4.17 **ASSEGNAZIONE DI CAPACITÀ DISPONIBILE SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE PER IL 2003**

	FRONTIERA NORD OVEST		FRONTIERA NORD EST		TOTALE
	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW
Clienti non interrompibili	1303	48	150	16	1453
Clienti interrompibili	450	77	150	57	600
Totale	**1753**	**125**	**300**	**73**	**2 053**

Fonte: Grtn.

Le azioni dell'Autorità per la semplificazione delle procedure di riconoscimento dell'idoneità

Con la delibera 13 marzo 2003, n. 20, l'Autorità ha ridefinito le procedure per la certificazione e il riconoscimento di idoneità per l'accesso al mercato libero dell'energia elettrica. Come noto, l'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha abbassato la soglia di idoneità a 0,1 GWh "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel di non meno di 15 000 MW di capacità produttiva". La cessione di capacità produttiva è avvenuta in data 29 gennaio 2003; pertanto l'abbassamento della soglia, ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo, si è prodotto a partire dal 29 aprile 2003.

Oltre all'abbassamento della soglia, la disposizione ha portato altre due importanti modifiche per i clienti finali idonei rispetto all'art. 14 del decreto legislativo n. 79/99:

- in precedenza i clienti finali con consumi superiori alla soglia di 9 GWh (di 1 GWh nel caso di appartenenza a raggruppamenti) avevano diritto a partecipare al mercato libero; invece, ai sensi dell'art. 14, comma 5 *bis*, del decre-

to legislativo n. 79/99, i clienti finali il cui consumo sia risultato superiore a 0,1 GWh nell'anno solare precedente, sono a tutti gli effetti idonei a decorrere dal 29 aprile 2003. Pur avendo la qualifica di idoneità, sono tuttavia liberi di non esercitare il diritto di recesso di cui all'art. 2 della delibera 20 ottobre 1999, n. 158, e rimanere nel mercato vincolato;

- diversamente dal regime precedente, non è più prevista la possibilità di raggiungere la soglia di idoneità mediante associazione tra clienti finali con consumi inferiori a essa. L'appartenenza a consorzi, società consortili, gruppi di impresa, imprese costituite in forma societaria e raggruppamenti societari su scala nazionale diventa una caratteristica puramente accessoria la cui ragione d'essere non è più la possibilità di partecipare al mercato libero ma, per esempio, la convenienza di appartenere a un gruppo di maggiori dimensioni per meglio sfruttare le opportunità offerte dal mercato.

Con l'abbassamento della soglia, il numero di clienti finali idonei è più che decuplicato, passando da circa 13 000 a oltre 150 000. Il riconoscimento di idoneità a un così grande numero di clienti finali, utilizzando la metodologia di certificazione cartacea stabilita con la delibera n. 91/99, sarebbe stato impraticabile nei tempi ragionevolmente brevi richiesti dal mercato. L'Autorità ha ritenuto che per assicurare l'entrata nel mercato libero a tutti i clienti finali idonei a partire dalla stessa data (il 29 aprile) era necessario che i gestori delle reti le comunicassero entro il 28 aprile i dati dei clienti finali allacciati alle loro reti in possesso dei requisiti di idoneità.
Il ricorso alle dichiarazioni dei distributori non è tuttavia sufficiente per garantire l'idoneità a tutti i clienti finali che ne hanno diritto. Si possono infatti verificare situazioni nelle quali i distributori non sono a conoscenza dello stato di idoneità di un loro cliente o la cui conoscenza comporta costi eccessivi. Si tratta, per esempio, di:

- autoproduttori i cui prelievi dalla rete di distribuzione nel corso del 2002 sono stati inferiori a 0,1 GWh;
- siti con più punti di prelievo e con prelievi singoli nell'anno solare 2002 inferiori a 0,1 GWh ma la cui somma è superiore a 0,1 GWh;
- siti con durata dei prelievi inferiore a 365 giorni e per i quali la soglia di 0,1 GWh è raggiungibile solo in proporzione alla durata effettiva dei prelievi (metodo del pro rata giorno).

Tra i siti con più punti di prelievo vi sono le reti (telematiche, irrigue, di acquedotti ecc.) che spaziano su aree territoriali estese anche su due e più distributori distinti. Per risolvere tutti questi e altri casi, è stato predisposto un sistema di autocertificazione per via telematica mediante collegamento al sito Internet dell'Autorità.

Grazie a esso i clienti finali che ne hanno diritto ma che non appaiono sull'elenco possono accedere al mercato libero semplicemente iscrivendosi sul sito Internet.

Rimane immutato il sistema di verifica e di controllo a posteriori delle condizioni di idoneità, stabilito con la delibera n. 91/99. In particolare, entro il 31 marzo di ogni anno i distributori trasmettono all'Autorità i dati relativi ai prelievi e alle immissioni di energia elettrica effettuati, nell'anno solare precedente, da tutti i clienti finali allacciati alla propria rete che sono inseriti nell'elenco dei clienti finali idonei. Inoltre, entro la stessa data gli autoproduttori trasmettono all'Autorità una dichiarazione da cui risultano i dati relativi alla quantità di energia elettrica prodotta all'interno del sito di consumo.

In base a queste informazioni l'Autorità può accertare la sussistenza dei requisiti di idoneità dei clienti finali compresi nell'elenco, tenendo conto anche dei quantitativi di energia autoprodotta e ceduta alla rete, dell'esistenza di più punti di misura nella disponibilità del soggetto, anche dislocati sul territorio e su più reti di distribuzione.

Sono rimasti invariati anche gli altri obblighi di informazione previsti dalla delibera n. 91/99, relativi alle vendite di energia elettrica da parte di distributori e grossisti ad altri clienti idonei, necessari all'Autorità per il monitoraggio dello sviluppo del mercato libero. Allo stesso scopo sono stati introdotti nuovi doveri di informazione sulle vendite ai clienti idonei effettuate da parte dei consorzi e delle società consortili, nonché dei produttori con oltre 10 MW di potenza installata. Le dichiarazioni di tutti questi soggetti devono essere trasmesse all'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Con l'occasione della modifica delle procedure di riconoscimento della qualifica di idoneità, al fine di garantire la più ampia conoscenza dei soggetti operanti sul mercato elettrico e pertanto di facilitare la liberalizzazione dello stesso, l'Autorità ha ritenuto opportuno istituire elenchi distinti per clienti finali idonei, distributori e acquirenti grossisti, clienti esteri, consorzi e società consortili, produttori. Questi elenchi sono pubblicati per facilitare i contatti tra acquirenti e venditori e, quindi, per promuovere la concorrenza sul mercato.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati

Completamento del processo di cessione delle reti di distribuzione

Nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 è avanzato il processo di razionalizzazione della distribuzione dell'energia elettrica secondo le disposizioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/99. Nella seconda metà del 2002, il Ministero delle attività produttive ha rilasciato 27 concessioni di distribuzione

ad altrettanti Comuni e 6 a isole. La procedura di rilascio non è tuttavia ancora stata completata per diverse imprese di distribuzione, tra le quali Enel Distribuzione.

Parallelamente al rilascio delle concessioni sono continuate le cessioni da parte di Enel Distribuzione di porzioni di rete: esse hanno tra l'altro riguardato Milano, Verona, Vercelli e Gorizia. La tavola 4.18 elenca le cessioni di porzioni

TAV. 4.18 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'1 MARZO 2003**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	1	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M Tolentino	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
A.S.SE.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02
A.T.En.A.	Vercelli	1	20/12/02	01/01/03
ACEGAS	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA Distribuzione	Roma	2	27/06/02	01/07/01
AEM Cremona	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Milano	Milano	2	29/10/02	31/10/02
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AGSM Verona	Verona	2	29/11/02	01/12/02
AMET	Trani (BA)	1	31/01/03	01/02/03
AMG	Gorizia	1	28/02/03	01/03/03
AMI Imola	Imola (BO)	4	28/06/02	01/07/02
AMIAS Selvino	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS Parma	Parma	1	27/12/00	31/12/00
AMSP Seregno	Seregno	1	29/03/01	31/03/01
ASM Sondrio	Sondrio	1	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

di rete di Enel Distribuzione concluse, all'1 marzo 2003, per un totale di oltre 1,5 milioni di clienti.

In altri ambiti comunali, tra i quali Terni, Modena e Vicenza, sono state avviate le procedure di arbitraggio finalizzate alla cessione della porzione di rete di Enel Distribuzione. In alcuni casi, come emerge dalla tavola 4.19, esse hanno

TAV. 4.19 **IMPRESE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO PER L'ACQUISIZIONE DI PORZIONI DI RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	DATA SOTTOSCRIZIONE ACCORDO
A.M.E.A. Paliano	Paliano (FR)	1	24/09/02
AEC Salbertrand	Salbertrand (TO)	1	08/05/01
AIM Vicenza	Vicenza	1	14/01/03
AMAIE	Sanremo (IM)	1	n.s.
ASM Terni	Terni	1	n.s.
ASPEA	Osimo (AN)	1	n.s.
AST	Recanati (MC)	1	n.s.
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	n.s.
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	10/12/02
Meta	Modena	1	n.s.

n.s.: nessun accordo sottoscritto

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

TAV. 4.20 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (Roma)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	24/07/00	25/07/00
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	28/02/02	28/02/02
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	21/12/01	01/03/02
AEM Montecompatri	Montecompatri (Roma)	1	02/05/02	01/05/02
AEM Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	26/07/02	01/08/02
Ditta Compassi Gelindo	Dogna (UD)	1	21/06/02	01/10/02
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (Pescara)	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

già condotto alla sottoscrizione di un accordo preliminare alla stipula del contratto definitivo di cessione.

La stessa Enel Distribuzione, in altri ambiti comunali, ha invece acquisito porzioni di rete di distribuzione o ha rilevato completamente l'attività. Le tavole 4.20 e 4.21 riassumono gli accordi già sottoscritti, che riguardano poco meno di 15 000 clienti.

TAV. 4.21 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PORZIONI DI RETE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	3	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M. Tolentino	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
A.S.SE.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/03
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AMI Imola	Imola (BO)	10	28/06/02	01/07/02
ASM Sondrio	Sondrio	2	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	3	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	4	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Approvazione delle opzioni tariffarie

Con l'aggiornamento dei parametri tariffari relativi al servizio di trasporto avvenuto con la delibera n. 152/02, l'Autorità ha rideterminato i vincoli tariffari (V1 e V2) nell'ambito dei quali i distributori hanno potuto predisporre e proporre, per l'approvazione, le proprie opzioni tariffarie per l'anno 2003.

Ai fini della proposta delle opzioni tariffarie 2003, l'Autorità ha reso disponibile ai distributori un sistema telematico mediante il quale registrare e inoltrare elettronicamente le offerte. Con riferimento al servizio di trasporto dell'energia elettrica, i distributori hanno presentato all'Autorità, entro il 31 ottobre 2002, le proposte relative alle opzioni tariffarie base e speciali per l'anno 2003, delle quali l'Autorità ha poi verificato la compatibilità con le disposizioni del Testo integrato. Con delibera del 19 dicembre 2002, n. 211, l'Autorità ha quindi provveduto ad approvarle tutte, introducendo anche un regime tariffario integrativo destinato a sopperire alla mancata proposta per il 2003 da parte di 7 esercenti.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato 886 opzioni tariffarie base presentate da 172 distributori e 99 opzioni tariffarie speciali proposte da 32 distributori. Tutte le opzioni sia base sia speciali sono risultate conformi alle disposizioni del Testo integrato, e sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità, come previsto dallo stesso.

La procedura di proposta e approvazione delle opzioni tariffarie risulta essersi ormai consolidata nel sistema tariffario italiano: il numero di distributori che non ha aderito è infatti passato dai 21 del 2000 (opzioni 2001) a soli 7 esercenti del 2002 (opzioni 2003). Allo stesso tempo le opzioni proposte nel 2002 per l'anno 2003 sono risultate tutte conformi alle disposizioni vigenti, diversamente da quanto verificatosi nel 2000 e nel 2001.

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Nel corso del 2002 e nei primi mesi del 2003, riguardo alla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato, l'Autorità si è dedicata da un lato al consueto aggiornamento dei parametri tariffari, dall'altro all'integrazione delle novità legislative circa le modalità di recepimento dei costi dei combustibili nella parte variabile della tariffa e all'inclusione di una nuova componente a copertura degli oneri di acquisto dei certificati verdi. Infine, per portare a compimento la riforma tariffaria e contemporaneamente garantire l'accesso al servizio ai consumatori domestici economicamente disagiati, nel febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione per l'introduzione di una tariffa sociale.

Determinazione del prezzo all'ingrosso per il mercato vincolato

A partire dall'1 gennaio 2003, e a valere sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, l'Autorità ha definito, con delibera 12 dicembre 2002, n. 203, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2003.

Tale intervento si è reso necessario, in linea con quanto adottato negli anni 2000-2002, poiché il contesto normativo e di mercato richiede ancora una regolazione diretta dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, al fine di creare un assetto che, prevenendo l'esercizio di potere di mercato da parte dell'operatore in posizione dominante nell'attività di produzione, consenta il formarsi di prezzi efficienti. La regolazione diretta permette all'impresa produttrice distributrice la copertura dei propri costi riconosciuti, stante il quadro normativo vigente. Infine, detta regolazione è stata concepita per il funzionamento del sistema in assenza dell'operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. quale garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato.

La metodologia utilizzata per la determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per il 2003 è equivalente a quella adottata nel 2002. La componente a copertura dei costi fissi di produzione è determinata rapportando il livello dei costi riconosciuti a un livello di produzione di riferimento relativo agli impianti termoelettrici, in modo sia da rendere compatibili i prezzi con un mercato dell'energia elettrica all'ingrosso efficiente, sia da garantire l'equilibrio economico finanziario delle imprese sulla base dei costi di produzione riconosciuti agli impianti termoelettrici e a livelli di produzione di riferimento.

Per l'anno 2003 tale componente, in ciascuna fascia oraria, risulta sostanzialmente allineata ai valori dell'anno 2002, collocandosi però sotto quelli relativi all'anno 2000.

I nuovi criteri di definizione del Ct

In seguito alla conversione in legge del decreto 4 settembre 2002, n. 193 (legge 28 ottobre 2002, n. 238) e all'approvazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, recante criteri integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas da parte dell'Autorità, la medesima Autorità, con delibera n. 194/02, ha provveduto a definire nuove modalità per l'aggiornamento della componente della tariffa elettrica a copertura dei costi variabili di generazione. Con tale provvedimento l'Autorità ha inteso applicare quanto disposto dal richiamato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, con riferimento in particolare all'esigenza di definire metodologie di aggiornamento delle tariffe dei servizi di pubblica utilità che ne minimizzino l'impatto inflazionistico. Per una trattazione più estesa del quadro normativo che ha portato alla revisione dei meccanismi di indicizzazione si veda il riquadro corrispettivo nel Capitolo 5.

Più precisamente, la delibera n. 194/02 introduce modifiche alle modalità di aggiornamento del parametro Ct, costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati a combustibili fossili commerciali, che viene rivisto periodicamente dall'Autorità e utilizzato per adeguare le componenti tariffarie CCA e PV applicate rispettivamente ai clienti non domestici vincolati e ai clienti domestici. Le modifiche introdotte riguardano 3 parametri di indicizzazione, vale a dire:

- il periodo di indicizzazione: anteriormente all'entrata in vigore della delibera n. 194/02, il parametro Ct veniva rivisto sulla base della media degli ultimi 4 mesi del prezzo del paniere di combustibili fossili utilizzato quale riferimento. Con le nuove modalità di aggiornamento il periodo di indicizzazione è stato aumentato da 4 a 6 mesi;

- la soglia di invarianza: la delibera n. 194/02 dispone che il parametro Ct venga aggiornato qualora si registrino variazioni, in aumento o in diminuzione, maggiori del 3 per cento del parametro Vt, definito come il costo unitario riconosciuto dei combustibili (art. 6, comma 5, della delibera n. 70/97). La soglia di invarianza era precedentemente fissata al 2 per cento;
- la periodicità dell'aggiornamento: la delibera n. 194/02 ha previsto che questa abbia cadenza trimestrale e non più bimestrale.

Copertura degli oneri di acquisto dei certificati verdi

Con la delibera del 23 dicembre 2002, n. 227, l'Autorità ha definito le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'applicazione dell'art.11 del decreto legislativo n. 79/99, con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Detto articolo, al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, prevede che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti i quali, in ciascun anno, importino o producano energia elettrica da fonti non rinnovabili, immettano nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili. I soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando certificati verdi (certificati che attestano la produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili) da altri soggetti o dal Grtn.

Con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato libero, il trasferimento sui clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo di acquistare i certificati verdi avviene, secondo una logica di mercato, mediante l'incorporazione di tali oneri nel prezzo di vendita, liberamente stabilito tra le parti. Per i clienti finali del mercato vincolato, invece, il trasferimento degli oneri può verificarsi solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrate definite dall'Autorità, nell'ambito del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso. Per tale ragione, la delibera n. 227/02 ha istituito un'apposita componente tariffaria, VE, espressa in centesimi di euro per kilowattora, da incorporare nella CCA (la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica), e nel PV (la componente tariffaria a copertura dei costi di combustibile per l'utenza domestica).

La medesima delibera ha istituito un apposito conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico al quale verrà destinato il gettito derivante dall'applicazione della componente VE. Non sono ancora state definite, invece, le modalità secondo le quali i fondi raccolti andranno ai beneficiari. Resta inteso che tali modalità dovranno consentire ai produttori e agli importatori un riconoscimento dei costi differenziato in funzione dell'effettivo onere sostenuto.

Direttive all'Acquirente Unico

L'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99 attribuisce all'Acquirente Unico la funzione di assicurare la fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza e parità di trattamento. Il medesimo articolo prevede che, sulla base delle direttive impartite dall'Autorità, l'Acquirente Unico stipuli contratti di vendita con i distributori a condizioni non discriminatorie, consentendo l'applicazione della tariffa unica al mercato vincolato e garantendo il proprio equilibrio di bilancio.
In ottemperanza al disposto dell'art. 4, l'Autorità, con la delibera del 17 luglio 2002, n. 136, ha avviato un procedimento volto all'acquisizione degli elementi utili all'emanazione delle suddette direttive, nell'ambito del quale è prevista la costituzione di gruppi di lavoro per predisporre strumenti normativi afferenti a materie specialistiche.

Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

Per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica, il servizio di vendita dell'energia elettrica viene erogato secondo quanto disposto dal Testo integrato, dando luogo all'applicazione della componente CCA a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Tale componente è stata fissata e aggiornata periodicamente dall'Autorità in funzione della variazione del parametro Ct (si veda in proposito il paragrafo *I criteri di definizione del nuovo Ct*).
In base alle disposizioni del Testo integrato, inoltre, ai distributori è lasciata la facoltà di offrire ai propri clienti anche opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita, che essi potranno scegliere in alternativa alla componente CCA. Per l'anno 2003, 11 distributori hanno deciso di proporre opzioni ulteriori di vendita (per un totale di 13 opzioni tariffarie); l'Autorità ha verificato preventivamente tali opzioni e le ha approvate con delibera n. 211/02. Le opzioni tariffarie ulteriori di vendita proposte e approvate sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità.

Il servizio di vendita per i clienti domestici

Il sistema tariffario per i clienti domestici previsto dal Testo integrato si basa su tariffe fissate e aggiornate dall'Autorità, al fine di garantire loro una maggior tutela. In particolare sono previste le seguenti tariffe domestiche:

- D2, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica, con impegno di potenza non superiore a 3 kW;
- D3, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica con impegno di potenza superiore a 3 kW e ai contratti per le abitazioni non di residenza;

- D1, tariffa di riferimento che non viene applicata ai clienti finali; essendo definita come tariffa che copre i costi del servizio, assolve una funzione di mero riferimento per la determinazione dei ricavi spettanti agli esercenti, che saranno stabiliti in funzione sua.

Le tariffe domestiche per il 2003, a esclusione della componente PV, sono state aggiornate con delibera dell'1 agosto 2002, n. 153, che ha tra l'altro disposto la proroga dell'applicazione delle tariffe D2 e D3 rimandando all'1 gennaio 2004 l'entrata in vigore della tariffa D1 per tutti i clienti domestici, inizialmente prevista all'1 gennaio 2003. Ciò anche in ragione della necessità di coordinare l'entrata in vigore della tariffa D1 con la definizione di regimi di tutela dei clienti domestici del mercato vincolato in condizioni di disagio economico. Sempre con riferimento al mercato dei clienti domestici, inoltre, occorre ricordare che le disposizioni del Testo integrato prevedono la possibilità, per i distributori, di offrire opzioni ulteriori, quale alternativa alle tariffe D2 e D3. Anche per l'anno 2003 alcuni distributori si sono avvalsi di questa possibilità.

Aggiornamenti bimestrali

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali dei combustibili registrato nel 2001, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del parametro Vt, si è interrotto all'inizio del 2002, nonostante la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Questa inversione di tendenza si è tradotta in un aumento del parametro Ct, che è passato da 3,514 c€/kWh del secondo bimestre 2002 a 4,106 c€/kWh del primo trimestre 2003.

La variazione del Ct intervenuta nel periodo marzo 2002-marzo 2003, pari a un aumento del 16,8 per cento, è stata relativamente contenuta se paragonata a quella dei prezzi dei combustibili, anche per effetto dell'emanazione del decreto legge n. 193/02, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 207 del 4 settembre 2002, convertito senza modificazioni nella legge n. 238/02; essa ha di fatto bloccato le tariffe ai livelli previsti per il quarto bimestre del 2002 fino al termine dell'anno e ha portato alla definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri di aggiornamento delle tariffe elettriche (si veda in proposito il paragrafo *I nuovi criteri di definizione del Ct*).

In relazione al citato decreto legge n. 193/02, occorre rilevare come i suoi effetti in termini di blocco delle tariffe si siano dispiegati sulle sole tariffe fissate dall'Autorità relativamente a servizi di pubblica utilità. Il decreto legge, pertanto, non ha prodotto effetti diretti sui prezzi non fissati in via amministrativa quali, per esempio, quello delle forniture di energia elettrica sul mercato libero. Gli effetti su tale mercato sono stati, piuttosto, indiretti e legati, per esempio, a clausole contrattuali che prevedevano l'aggiornamento del prez-

zo dell'energia elettrica fornita a un cliente libero sulla base dell'andamento del parametro Ct fissato dall'Autorità.

Nel corso del 2002 e del primo trimestre 2003, l'Autorità ha provveduto anche ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC. In particolare, nel periodo considerato, le modifiche hanno riguardato esclusivamente la componente tariffaria A3, che alimenta il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. L'aliquota media di tale componete tariffaria è passata da 0,75 c€/kWh nel primo bimestre 2002 a 0,92 c€/kWh, con un aumento di 0,17 c€/kWh. L'incremento della componente tariffaria A3 si è reso necessario principalmente per due ordini di motivi. In primo luogo per tener conto del maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP6, onere determinato dall'esito delle procedure concorsuali per la cessione su base annuale dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (energia elettrica prodotta ai sensi del provvedimento CIP6). L'adeguamento della componete A3, inoltre, è da ricondursi alla previsione di minori entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7, la cosiddetta "rendita idroelettrica". L'effetto congiunto dell'esito delle procedure concorsuali e della diminuzione del gettito della componente tariffaria A7, tra l'altro, ha comportato anche una maggiore esposizione IVA del Grtn, incrementando ulteriormente la necessità di gettito.

Occorre comunque rilevare che l'incremento complessivo della componente tariffaria A3 è stato limitato da un apposito intervento dell'Autorità, che con delibera 26 giugno 2002, n. 124, ha modificato le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6 (si veda in merito il paragrafo *Aggiornamento degli oneri di sistema*).

Tariffa sociale e tariffa per terremotati

Il 20 febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione relativo alla definizione di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati. Tale Documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 15 novembre 2001, n. 264, integrata con la delibera 5 dicembre 2002, n. 199, rappresenta un importante passaggio nell'armonizzazione degli obbiettivi economico finanziari degli esercenti con quelli generali di carattere sociale, secondo le prescrizioni della legge n. 481/95.

La proposta contenuta in tale Documento individua un sistema tariffario che consenta la fruizione del servizio elettrico alle fasce economicamente deboli della popolazione a prezzi contenuti, senza oneri per il bilancio dello Stato e attraverso un limitato ricorso al trasferimento di reddito dagli altri clienti del

servizio. Secondo quanto proposto, l'accesso alla tariffa sociale avverrà in base a un meccanismo oggettivo di verifica dello stato di disagio economico, l'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), strumento predisposto dal Governo per la fornitura agevolata di servizi essenziali.

La tariffa sociale proposta è caratterizzata da prezzi fortemente ridotti. Più precisamente, si prevedono sia l'azzeramento, o la forte diminuzione, della componente tariffaria espressa in centesimi di euro per punto di prelievo, sia il mantenimento di una componente espressa in centesimi di euro per kilowatt impegnato in modo da poter modulare l'onere per il cliente in funzione dell'impegno di potenza. Le agevolazioni sulle componenti tariffarie non dipendenti dai consumi saranno uguali per tutti i clienti e non dipenderanno dalla numerosità del nucleo familiare. Sulle componenti tariffarie legate ai consumi l'Autorità intende, invece, introdurre differenziazioni delle agevolazioni essendo accertata una correlazione tra consumo di energia elettrica e numerosità del nucleo familiare. La percentuale di sconto accordata dipenderà dalla quantità di energia elettrica corrispondente al consumo normale di una famiglia, tenuto conto della sua composizione. In questo modo si identificherà una fascia protetta di consumo, nell'ambito della quale il cliente in stato di disagio godrà di una certa agevolazione.

Con la definizione della tariffa sociale l'Autorità porterà a compimento la riforma dell'ordinamento tariffario dell'energia elettrica destinata ai clienti domestici avviata nel 2000. Una volta adottata la tariffa sociale, pertanto, potrà essere ridefinito il processo di convergenza delle tariffe domestiche D2 e D3 verso una tariffa unica, rispondente ai costi del servizio (oggi identificata dalla tariffa di riferimento D1).

Coerentemente con il proprio mandato, nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003, in seguito alla dichiarazione dello stato di emergenza da parte del Dipartimento della protezione civile e alle successive richieste formulate dal Commissario delegato all'emergenza, l'Autorità ha provveduto a emanare provvedimenti tariffari a carattere speciale in favore delle popolazioni colpite da calamità naturali.

In particolare, con delibera 29 novembre 2002, n. 197, l'Autorità ha disposto l'applicazione di tariffe fortemente ridotte per le forniture di energia elettrica effettuate alle popolazioni colpite dal sisma del 31 ottobre 2002 nelle province di Campobasso e Foggia. Identico provvedimento è stato adottato con delibera 23 gennaio 2003, n. 5, in favore delle popolazioni colpite dall'attività vulcanica dell'Etna nel territorio della provincia di Catania e dagli eventi sismici nella medesima area.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'andamento degli indici Istat

Grazie al favorevole andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi nel corso del 2001, a partire dal secondo trimestre dello stesso anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane ha registrato ripetute riduzioni.

L'anno si è chiuso con un indice[3] tornato sui valori dell'autunno 2000 e con una dinamica di segno nettamente negativo (-2,6 per cento rispetto al dicembre 2000). Il contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva si è infatti azzerato nei mesi estivi per divenire negativo a partire da settembre.

TAV. 4.22 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2001				2002			
	PREZZO NOMINALE	VAR % 2001-2000	PREZZO REALE(A)	VAR % 2001-2000	PREZZO NOMINALE	VAR % 2002-2001	PREZZO REALE(A)	VAR % 2002-2001
Gennaio	103,2	9,3	90,1	6,1	98,1	-4,9	83,6	-7,1
Febbraio	103,2	9,3	89,7	6,1	98,1	-4,9	83,2	-7,3
Marzo	103,4	9,3	89,8	6,2	98,0	-5,2	83,1	-7,5
Aprile	103,4	9,3	89,4	5,9	98,0	-5,2	82,8	-7,5
Maggio	100,3	2,7	86,5	-0,4	99,0	-1,3	83,4	-3,6
Giugno	100,3	2,7	86,3	-0,3	99,0	-1,3	83,4	-3,4
Luglio	100,5	1,0	86,5	-1,9	101,3	0,8	85,2	-1,5
Agosto	100,5	1,0	86,5	-1,8	101,3	0,8	85,1	-1,7
Settembre	100,5	-0,1	86,4	-2,7	101,3	0,8	84,9	-1,7
Ottobre	100,5	-0,1	86,3	-2,6	101,3	0,8	84,7	-1,8
Novembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,4	-1,9
Dicembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,3	-1,9
Media annua	**101,4**	**3,1**	**87,5**	**0,3**	**99,8**	**-1,5**	**84,0**	**-3,9**

(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.

3 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione" (circa la procedura di rilevazione dell'indice elementar del prezzo dell'energia elettrica, vedi le precedenti *Relazioni Annuali*).

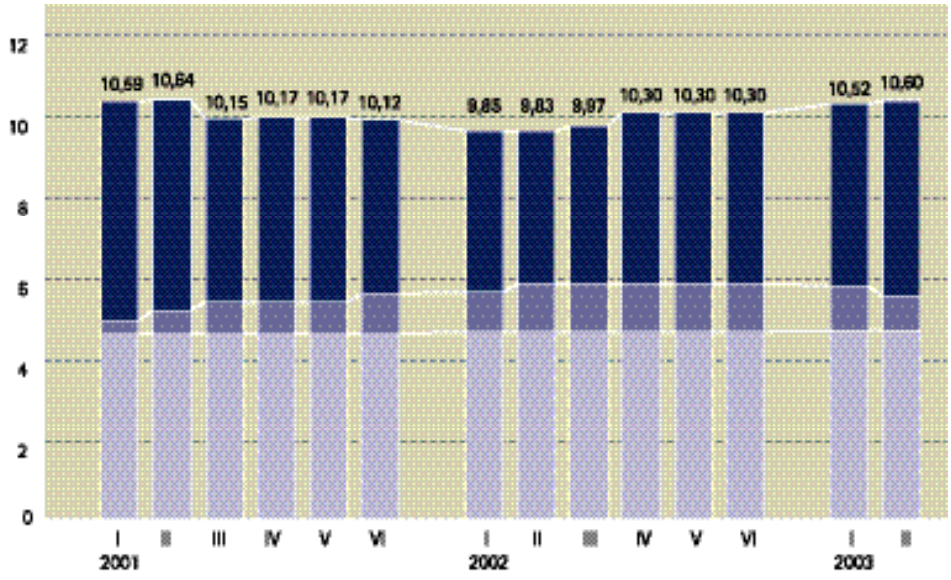
Considerato in termini reali, il prezzo dell'energia elettrica risulta essersi ridotto in misura ancora maggiore: in dicembre l'indice è inferiore quasi del 5 per cento rispetto al dato dell'anno precedente.

I valori elevati con cui si era aperto il 2001 hanno tuttavia pesato sulla media annua che, rispetto al 2000, ha registrato ancora un aumento pari al 3,1 per cento (0,3 per cento in termini reali).

La successiva sensibile ripresa delle quotazioni internazionali, specialmente a partire dal secondo trimestre del 2002, ha portato il valore del prezzo dell'energia elettrica a registrare nel mese di luglio un rincaro del 2,3 per cento rispetto al mese precedente. Il prezzo di luglio è poi rimasto invariato sino alla fine dell'anno, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge n. 193/02 (convertito dalla legge n. 238/02). L'anno si è chiuso con una dinamica di segno positivo (0,9 per cento rispetto a dicembre 2001), destinata a salire ancora a causa del continuo aumentare del prezzo internazionale del greggio.

FIG. 4.5 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE NEGLI ULTIMI DUE ANNI**

c€/kWh



Sino al 2001 il valore medio della componente a copertura dei costi fissi di generazione, trasporto e distribuzione è calcolato sull'insieme dei clienti liberi e vincolati, mentre dal 2002 è calcolato sui soli clienti vincolati.

COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO E DEI COSTI FISSI DI GENERAZIONE, TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE

COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE

COMPONENTE A COPERTURA DEL COSTO DEL COMBUSTIBILE

Tuttavia, confrontandosi con un livello generale, il prezzo dell'energia elettrica in termini reali nella seconda parte del 2002 ha registrato continui cali, così che a dicembre 2002 risultava ancora di quasi due punti percentuali inferiore al dicembre 2001.

Il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2002 è quindi diminuito dell'1,5 per cento rispetto al 2001, ovvero di quasi 4 punti percentuali se misurato in termini reali.

Analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale

Gli andamenti appena visti attraverso l'indice Istat dei prezzi al consumo trovano conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità.

Il suo valore pari a 10,30 c€/kWh nel secondo trimestre 2003 appare infatti sostanzialmente invariato rispetto a quello del primo bimestre 2001 (10,59 c€/kWh). Ciò è il risultato di una sensibile e costante discesa registrata sino al secondo bimestre 2002, periodo a partire dal quale la tariffa media ha ripreso a salire, per giungere rapidamente al livello di due anni prima.

L'analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte, illustrata nella figura 4.5, mostra come l'evoluzione complessiva nel corso degli ultimi due anni sia però il risultato di andamenti differenziati al suo interno.

A fronte di una riduzione nella componente a copertura del costo dei combustibili e di una sostanziale stabilità di quella a copertura dei costi fissi (sulla quale attualmente interviene l'Autorità, ma che in futuro sarà determinata dall'operare della concorrenza), la componente a copertura degli oneri generali di sistema è invece tendenzialmente cresciuta nel tempo.

Costo dei combustibili

La componente relativa al costo dei combustibili, che riflette l'andamento delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata, ha registrato nel corso del 2001 una significativa discesa, ma è poi tornata a salire nel 2002 e si manterrà in ascesa anche nella prima parte del 2003. Dal 52,4 per cento del primo bimestre 2001, l'incidenza, al netto delle imposte, di questa componente sulla tariffa media ha infatti raggiunto un minimo, pari al 39,4 per cento, nel secondo bimestre 2002 ed è poi tornata a crescere sino al 46,8 per cento del secondo trimestre 2003. L'incremento del costo dei combustibili nel 2002 è dovuto ai continui notevoli rincari delle quotazioni internazionali (descritti nella prima sezione di questa *Relazione Annuale*), solo parzialmente attenuati dal contemporaneo apprezzamento dell'euro sul dollaro. La dimensione e la costanza nel tempo dei rincari sono state tali da influire anche sul nuovo sistema di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002 (si

veda il paragrafo sulla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato), che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale, il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 6 mesi anziché degli ultimi 4 mesi, nonché l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2 al 3 per cento.

Costi fissi

La componente relativa ai costi fissi del sistema elettrico è oggi pari a 4,78 c€/kWh e incide complessivamente per il 45,1 per cento sulla tariffa elettrica media. Rispetto al 2001 questa componente è cresciuta poco in termini assoluti (in quell'anno era pari a 4,69 c€/kWh), mentre la sua incidenza è aumentata di circa 2 punti percentuali a causa del ridursi del peso della parte a copertura del costo dei combustibili. La componente relativa ai costi fissi dipende dall'andamento di diverse classi di costo, che possono essere sintetizzate in due categorie: costi fissi di generazione e costi fissi di trasporto (trasmissione e distribuzione).
Nell'attesa che si sviluppi la borsa elettrica, i primi sono stati fissati dall'Autorità (attraverso una stima del costo standard) in 2,26 c€/kWh. La componente relativa ai costi fissi di trasporto, unica per tutto il territorio nazionale, ammonta a 2,52 c€/kWh, di cui 0,34 sono relativi ai costi di trasmissione sulla rete in alta tensione e 2,18 a quelli di distribuzione. L'Autorità ha definito i corrispettivi di trasmissione tenendo conto sia del costo dell'infrastruttura, sia dei costi di congestione, mentre in passato erano stabiliti in base a una tariffa "da punto a punto", vale a dire rispetto al percorso compiuto dall'energia lungo la rete (che – oltre a essere poco rilevante nella determinazione dei costi – era di difficile identificazione). I corrispettivi relativi alla distribuzione dell'energia in media e bassa tensione sono stati definiti dall'Autorità a partire dal contributo degli utenti alla formazione della richiesta di punta.

Oneri generali di sistema

Nel secondo trimestre 2003 gli oneri generali di sistema ammontano in media a 0,86 c€/kWh e influiscono sulla tariffa complessiva per l'8,1 per cento. Come si vede dalla figura, l'entità di tali costi e la loro incidenza sono molto cresciute nel tempo: nel primo bimestre 2001 tale componente valeva infatti 0,35 c€/kWh e incideva solo per il 3,3 per cento sulla tariffa totale.
Questa componente tariffaria, determinata in base a provvedimenti governativi, è relativa a diverse voci di costo, in particolare a:

- oneri derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, pari a 0,60 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 al mercato idoneo tramite asta;

- 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. In base a un decreto emanato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica nell'aprile del 2001, il riconoscimento dei costi incagliati avviene partendo da consuntivi di fine anno, per un periodo di 7 anni. Il recente decreto ministeriale del 18 marzo 2003, tuttavia, sospende il rimborso degli *stranded cost* a partire dall'1 gennaio 2004;
- costi connessi con lo smantellamento delle centrali e con la chiusura del ciclo di combustibile nucleare, pari a 0,06 c€/kWh;
- oneri destinati a coprire attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 c€/kWh;
- oneri destinati al finanziamento di integrazioni tariffarie concesse alle imprese elettriche minori per garantirne l'equilibrio finanziario, disposte dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, che ammontano a 0,03 c€/kWh.

ONERI DI SISTEMA

Gestione del gettito delle componenti A

Nel corso del 2002 l'Autorità è intervenuta con propria delibera n. 124/02 a modificare le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6. Tale intervento si è reso necessario per limitare gli effetti derivanti dall'esposizione del Grtn in relazione agli oneri finanziari e fiscali conseguenti alle compravendite di energia elettrica cui è tenuto ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (oneri destinati a essere coperti dalla componente tariffaria A3).

La crescente esposizione del Grtn è da ricondursi sostanzialmente all'effetto congiunto dell'entrata in operatività, nell'anno 2002, di nuova capacità di generazione ammessa al regime e della riduzione del gettito della componente A7 imposta ai titolari di impianti idroelettrici. In particolare, l'aumento della capacità di generazione ammessa al regime ha determinato un aumento della quantità di energia elettrica che il Grtn è tenuto a ritirare, con il conseguente incremento dello sbilancio economico tra i costi di acquisto della suddetta energia elettrica e i ricavi derivanti dalla vendita della medesima. Parallelamente, la situazione con-

giunturale dei primi mesi dell'anno 2002, con particolare riferimento allo sfavorevole andamento idrologico che ha, di fatto, ridotto la producibilità degli impianti di generazione idroelettrici installati sul territorio nazionale, ha fortemente condizionato gli effetti dell'applicazione del regime della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici (cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica), deprimendo il gettito della componente A7 applicata ai titolari di impianti idroelettrici quale adeguamento dei corrispettivi dagli stessi dovuti al Grtn per il servizio di trasporto.

Le modifiche introdotte dall'Autorità con la richiamata delibera n. 124/02 hanno riguardato esazione, imposizione e gestione delle componenti tariffarie A sia per i clienti liberi sia per quelli vincolati. Per quanto riguarda i clienti del mercato libero, si è previsto che le componenti tariffarie A2, A3, A5 e A6 non siano applicate come maggiorazione ai corrispettivi del servizio di trasporto versati da questi ultimi all'impresa distributrice per ambito territoriale di competenza, ma ai corrispettivi per il bilanciamento erogato agli stessi clienti dal Grtn. In tal modo è stato possibile consentire al Grtn di trattenere, a titolo di acconto sui versamenti a esso dovuti ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato, il gettito generato dall'imposizione della componente tariffaria A3. Con riferimento alle componenti tariffarie A applicate ai clienti del mercato vincolato, invece, la delibera n. 124/02 ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a delegare alle imprese distributrici il versamento diretto al Grtn di una percentuale del gettito della componente A3 dalle stesse riscossa, percentuale definita dalla medesima Cassa in relazione alle esigenze di gettito.

Stranded cost

Le disposizioni riguardanti gli *stranded cost*, rendita idroelettrica e rimborso dei costi non recuperabili da gas nigeriano, riportati nel box, modificano quantitativamente i prelievi tariffari destinati a coprire tali oneri.

L'esito complessivo delle disposizioni del decreto è difficilmente quantificabile. L'effetto positivo, che potrebbe risultare dalla soppressione dei conti non recuperabili con tre anni di anticipo, è mitigato dalle conseguenze negative alle modifiche apportate alle modalità di calcolo dei medesimi e alla soppressione del prelievo sulla produzione di energia idroelettrica dall'1 gennaio 2002. A tale effetto di entità e di segno incerti va sommato quello sicuramente negativo ottenuto dalle variazioni apportate dal decreto al metodo di definizione dei costi derivanti dall'impiego del gas nigeriano.

I finanziamenti del settore elettrico: A5

Con la delibera n. 55/02 è stato approvato il Regolamento del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca del settore elettrico, predisposto dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. La stessa delibera precisa, integrando le disposizioni della delibera n. 158/01, che l'Autorità decide l'ammissibilità al finanziamento del Fondo dei progetti di ricerca, determina la misura, parziale o totale, del finanziamento e provvede alla verifica dei programmi di ricerca sulla base di istruttorie realizzate da esperti nominati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con la delibera n. 144/02 l'Autorità ha disposto che, per l'anno 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico conceda alla società Cesi un acconto, integrante quelli già erogati, fino a un valore pari alla competenza del primo semestre 2001 del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, a copertura dei finanziamenti riconosciuti ai progetti di ricerca conclusi negli anni 2000 e 2001 e ai progetti in corso o avviati durante il 2001; questo, salvo verifiche con esito positivo effettuate dall'Autorità ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001 secondo le procedure stabilite con la delibera n. 158/01.

Stranded cost, rendita idroelettrica e gas nigeriano

La memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, in occasione della conversione del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico, costituisce un documento di sintesi della vicenda riguardante il prelievo della rendita idroelettrica e il riconoscimento sia degli stranded cost, sia dei costi non recuperabili da gas nigeriano.

Stranded cost

Il riconoscimento degli stranded cost, praticato in molti Stati dell'Unione europea, è previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE e dal decreto legislativo n. 79/99.

Il diritto a percepire il rimborso agli stranded cost, ovvero ai costi non recuperabili (CNR), è giustificato dal fatto che nel contesto di mercato monopolistico, l'operatore pubblico può essersi trovato nella condizione di far gravare sui propri costi di produzione oneri aggiuntivi determinati da obblighi di servizio. Il processo di liberalizzazione del mercato, con la necessaria perdita di quote per l'ex monopolista, non permette a quest'ultimo il recupero dei maggiori costi sostenuti prima della liberalizzazione.

Sulla base di proposte formulate dall'Autorità, la disciplina dei CNR è stata introdotta a partire dal 2000 e doveva durare fino al 2006.

Il principio su cui essa si basa è quello di un rimborso non determinato a priori,

ma commisurato all'emergere dei CNR a seguito dello sviluppo del mercato, quindi precisato annualmente a posteriori. Infatti l'alto livello dei costi di produzione nazionale, nonché le modalità e i tempi del processo di liberalizzazione non permettevano di prevedere significative riduzioni dei ricavi o rapide perdite di quote di mercato da parte dell'ex monopolista; un rimborso dei CNR definito a priori avrebbe comportato il rischio per i consumatori di pagare una seconda volta costi già saldati nel tempo attraverso le tariffe.

L'esperienza del biennio 2000-2001, durante il quale il complessivo ammontare dei costi da reintegrare alle imprese produttrici distributrici non è stato particolarmente rilevante, e le previsioni sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei prossimi anni inducono a ritenere che il rimborso dei CNR non si presenta come significativo; può quindi essere soppresso, con vantaggi in termini di semplicità, prevedibilità, minor onere per i consumatori, minori distorsioni nel mercato.

Il decreto legge n. 25/03 interviene sui meccanismi di rimborso dei CNR connessi a impianti di generazione, cambiandone sia le modalità di calcolo sia la durata rispetto a quanto previsto dalla normativa introdotta con decreto ministeriale 26 gennaio 2000, modificato dal decreto ministeriale 17 aprile 2001 e successive delibere dell'Autorità.

Riguardo alle modalità di calcolo dei CNR, il decreto legge introduce due disposizioni che determinano un loro aumento rispetto ai criteri di calcolo seguiti dall'Autorità. Infatti, il decreto prevede una riduzione dei ricavi che vengono imputati a copertura dei costi riconosciuti con conseguente aumento di quelli non recuperati, cioè dei CNR da rimborsare.

In primo luogo, è eliminata la compensazione tra società, cioè tra Enel e acquirenti delle Gen.Co.: le società proprietarie di impianti di generazione ammessi al meccanismo di rimborso per le quali i ricavi sono stati superiori a quelli riconosciuti, e che quindi hanno avuto CNR negativi, non dovranno contribuire al finanziamento dei CNR positivi di altre società.

In secondo luogo, la disponibilità totale di energia rispetto alla quale viene misurata la parte di ricavi a copertura dei costi fissi di impianto deve essere calcolata al netto dell'energia elettrica eventualmente acquistata alle aste dell'energia incentivata ai sensi del provvedimento CIP6.

Il periodo per il quale sono riconosciuti i CNR viene ridotto di 3 anni con termine al 2003 anziché al 2006. L'onere per i consumatori per il periodo 2004-2006 sarà pertanto nullo.

Rendita idroelettrica

Il prelievo sulla rendita idroelettrica era stato introdotto considerando che la liberalizzazione avesse determinato plusvalenze negli impianti idroelettrici. Nel

contesto monopolistico, infatti, l'energia idroelettrica era remunerata in base al suo costo, senza il rimborso del cosiddetto "onere termico", mentre nel contesto attuale essa riceve lo stesso prezzo dell'energia di origine termoelettrica. Una parte di tale plusvalenza, che ha il carattere di una rendita, viene prelevata in misura via via decrescente, e va ad alimentare il Fondo dal quale si pagano i CNR o altri oneri di sistema.

In seguito al decreto legge n. 25/03, il prelievo sulla rendita idroelettrica viene sospeso a partire dal 2002 e quindi con 2 anni di anticipo rispetto a quanto precedentemente disposto.

Il rimborso sui costi non recuperabili da gas nigeriano

Nel solo caso dell'Enel, a CNR per spese d'investimento si aggiungono stranded cost, derivanti dall'impiego del gas nigeriano, che viene liquefatto per il trasporto e poi rigassificato. Tale processo risulta particolarmente costoso a seguito della mancata costruzione di terminali di rigassificazione in Italia e quindi alla necessità di avvalersi di un contratto con Gas de France; i maggiori costi imputabili a tale mancata costruzione sono rimborsati fino al 2010.

Il rimborso è stato calcolato dall'Autorità come pari agli oneri contrattuali di rigassificazione in Francia e trasporto, al netto del costo stimato della rigassificazione in Italia nell'ipotesi di terminale a Montalto di Castro. Il decreto legge dispone il metodo di definizione dei costi: non si deve tener conto del costo della rigassificazione in Francia e non si deve dedurre quello ipotetico della rigassificazione in Italia. Poiché quest'ultimo è stimato molto maggiore del primo, l'effetto del decreto legge è quello di accrescere l'importo del rimborso.

5. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Il primo gennaio 2003 è stata completata la liberalizzazione del mercato del gas naturale: i tempi possono essere considerati maturi per un primo bilancio dell'attività di regolazione nel settore.

La liberalizzazione si è svolta nel quadro degli indirizzi di politica energetica formulati dal Governo e secondo il mandato della legge 14 novembre 1995, n. 481, mirando in particolare all'applicazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, con il quale è stata recepita nell'ordinamento nazionale la normativa comunitaria di liberalizzazione del settore del gas. Queste norme hanno impresso un notevole mutamento di rotta, rispetto al passato, all'attività di regolazione, dato che hanno posto al centro dell'agenda del regolatore gli obiettivi di efficienza dei servizi di pubblica utilità e di promozione della concorrenza. Tale cambiamento corrisponde al superamento della concezione dell'impresa pubblica come strumento principale di controllo dei servizi di pubblica utilità, tenuto conto delle politiche di privatizzazione attuate.

Nello scorso decennio, la trasformazione delle imprese pubbliche in società per azioni quotate in borsa ha posto all'attenzione dei mercati la questione dell'equilibrio economico e finanziario di queste imprese. Al contempo, continuando le stesse a fornire servizi di pubblica utilità in condizioni di monopolio, è sorta la necessità di assicurare la tutela degli utenti, garantendo universalità del servizio, prezzi contenuti e qualità elevata delle prestazioni. L'istituzione di un'Autorità indipendente di regolazione e il decreto di liberalizzazione del settore hanno costituito una risposta a tali necessità nell'ambito dell'industria del gas naturale. Essendo mutata la veste delle imprese di pubblica utilità e potendo ormai dirsi soddisfacente l'estensione dei servizi dell'elettricità e del gas naturale sul territorio nazionale, è cambiato anche il compito dell'Autorità incaricata della regolazione delle tariffe e dei prezzi. Quest'ultima non poteva più fondarsi sul criterio del rimborso a piè di lista dei costi all'impresa, né limitarsi a essere uno strumento di controllo dell'inflazione, così come era accaduto soprattutto negli anni Settanta. Piuttosto, l'accento posto sulla scarsità di risorse economiche e finanziarie ha indotto a introdurre il criterio di efficienza nell'uso delle risorse come nuovo principio ispiratore del controllo dei prezzi.

La concorrenza fra le imprese è il mezzo migliore per raggiungere obiettivi di efficienza. Tuttavia il settore del gas è stato tradizionalmente dominato da imprese monopolistiche verticalmente integrate in tutte le fasi della filiera. Il dispiegarsi della concorrenza richiede provvedimenti di liberalizzazione che si concretizzano:

- nell'apertura graduale del mercato nelle fasi in cui la concorrenza fra più

imprese è tecnicamente possibile (per esempio, la produzione, l'importazione e la vendita);

- nel disciplinare il libero accesso alle fasi nelle quali siano presenti infrastrutture essenziali per tutte le imprese operanti a monte e a valle, distinguendo quelle che sono destinate a rimanere in regime di monopolio (trasporto in alta pressione e distribuzione locale di gas naturale) da quelle potenzialmente concorrenziali (stoccaggio).

Lo stimolo della concorrenza nel settore del gas ha richiesto un'intensa attività di regolazione, mirata sia a una corretta separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali presenti nella stessa impresa (*unbundling*), sia al libero accesso alle reti di trasporto e distribuzione nonché ai giacimenti di stoccaggio, che restano sostanzialmente *essential facilities* oggetto di monopolio. L'attività di regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali si è tradotta nell'emanazione sia del Codice di rete per il trasporto, sia di disposizioni transitorie per l'accesso ai giacimenti di stoccaggio, in vista della pubblicazione del relativo Codice. È attualmente in preparazione il modello di riferimento per il Codice di rete per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione, al quale dovranno conformarsi i Codici emanati dai numerosi operatori di questo segmento. Gli obiettivi fondamentali della regolazione dell'accesso riguardano il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali rispetto alle altre fasi della filiera, tenuto conto della presenza sia di operatori che, almeno dal punto di vista del controllo proprietario, restano verticalmente integrati in tutte le fasi (è il caso di Eni S.p.A., l'impresa tuttora dominante), sia di altri che operano invece solo in alcune di esse. Il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali è uno dei requisiti che consente di garantire l'accesso non discriminatorio di tutte le imprese alle infrastrutture stesse. Tuttavia la loro completa neutralità dipende anche da disposizioni sul controllo della proprietà, che vanno oltre l'attività di regolazione. Quest'ultima, nell'ambito di un sistema caratterizzato da scarse capacità, sia di trasporto sia di stoccaggio del gas, è chiamata invece a stabilire priorità di accesso basate su principi non discriminatori e che consentano anche ai nuovi entranti di affermarsi nell'ambito delle fasi potenzialmente concorrenziali della filiera: l'importazione e la vendita.

La prima Direttiva europea relativa alla liberalizzazione del mercato del gas naturale prevedeva l'opzione fra accesso regolato e accesso negoziato alle infrastrutture essenziali. L'Italia optò allora per l'accesso regolato sia alla rete di trasporto sia ai servizi di stoccaggio di gas naturale. La nuova proposta di Direttiva conferma tale scelta, restringendo l'opzione di accesso negoziato ad alcuni casi particolari. A due anni dal decreto di liberalizzazione il mercato ita-

liano del gas è completamente aperto dal lato della domanda, ma la concorrenza effettiva tra operatori dal lato dell'offerta stenta a decollare dati i vincoli e le strozzature infrastrutturali sul versante dell'approvvigionamento estero. Nel disciplinare l'accesso, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi valutato un *trade off* fra l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali, mediante la concessione di diritti esclusivi di lungo termine alle imprese che incrementano la capacità disponibile, e la necessità di ridurre l'entità della capacità soggetta a tali diritti, allo scopo di favorire l'accesso alle infrastrutture essenziali anche ad altre imprese. Da un lato, infatti, l'incremento di capacità è benefico anche dal punto di vista collettivo, dato che la scarsità di offerta di capacità rispetto ai fabbisogni di un mercato liberalizzato costituisce comunque un ostacolo alla concorrenza; dall'altro, invece, i benefici collettivi si riducono nella misura in cui si restringe il libero accesso mediante conferimento ad alcune imprese di diritti esclusivi di lungo termine relativamente ad ampie quote dell'incremento stesso di capacità. Perciò nella regolazione degli accessi a nuove infrastrutture (terminali di GPL e nuovi gasdotti di importazione), l'Autorità, in deroga al principio dell'accesso regolato, ha riservato per un periodo di tempo determinato un accesso prioritario (80 per cento della capacità per 25 anni) alle imprese che investono in nuove infrastrutture.

L'accesso regolamentato alle infrastrutture essenziali implica l'obbligo da parte dell'Autorità di fissare le tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas. Fino all'avvio della completa liberalizzazione del mercato del gas naturale, avvenuta l'1 gennaio 2003, l'Autorità ha conservato il controllo delle tariffe sia di vendita agli utenti finali sia di utilizzo delle infrastrutture essenziali: trasporto, stoccaggio e distribuzione. Con la completa liberalizzazione del mercato, la concorrenza dovrebbe progressivamente sostituire la regolazione delle tariffe di vendita finale nel contenere i prezzi pagati dagli utenti. Tuttavia, l'attuale assenza di concorrenza nella vendita all'ingrosso e al minuto di gas naturale richiede il mantenimento di forme di controllo sui prezzi finali da parte dell'Autorità, almeno fino a quando non si sia sviluppato un grado sufficiente di competizione. Anche il controllo delle tariffe di stoccaggio potrebbe lasciare il passo alla concorrenza, se si determinerà un grado sufficiente di competizione pure in questa fase della filiera, non caratterizzata strutturalmente da monopolio naturale ma dominata in Italia da un monopolio di fatto. Le tariffe di trasporto e distribuzione sono oggetto di regolazione, trattandosi di settori caratterizzati da monopolio naturale.

Prima di analizzare la struttura e l'andamento delle tariffe regolate dall'Autorità, è utile ricordare i criteri di riferimento per la fissazione e l'aggiornamento delle tariffe, tenendo conto dei principi economici recepiti dalla normativa attualmente in vigore.

Il primo prevede che l'Autorità fissi le tariffe sulla base dei costi efficienti sostenuti dalle imprese (efficienza allocativa). Se, infatti, il prezzo del servizio è legato al costo, gli utenti pagheranno una somma corrispondente al valore delle risorse (fattori della produzione) destinate alla produzione di quel servizio. Tuttavia, l'evidenza puramente contabile del costo non assicura di per sé che l'impresa abbia seguito un comportamento efficiente nell'uso delle risorse a sua disposizione (efficienza produttiva). Nel far ciò l'Autorità si accerta che i costi sulla base dei quali vengono a formarsi le tariffe corrispondano realmente a un uso efficiente delle risorse all'interno delle imprese. Non è possibile infatti stabilire a priori che l'impresa abbia minimizzato i costi, e comunque essa non sarebbe indotta a farlo quando fosse certa della copertura a piè di lista. È dunque opportuno, ove possibile, fissare le tariffe sulla base di un costo standard, che dovrebbe riflettere l'impiego di una combinazione di fattori produttivi ritenuta tecnicamente ed economicamente soddisfacente da parte dell'Autorità di regolazione, per quanto suscettibile di ulteriori miglioramenti nel tempo, anche attraverso le innovazioni rese possibili dai progressi tecnici e organizzativi.

Nel caso dei servizi pubblici offerti in condizioni di monopolio locale, come la distribuzione del gas in bassa pressione, l'Autorità dispone della possibilità di comparare numerose imprese fra di loro, molte delle quali prestano lo stesso servizio in condizioni analoghe. In simili casi l'Autorità può giungere alla definizione di un costo standard sulla cui base articolare la tariffa. Se nel settore sono presenti imprese ancora più efficienti, queste sono destinate a ottenere extra profitti, grazie al prezzo regolato sulla base del costo standard. Nel caso invece di imprese caratterizzate da minore efficienza, la regolazione sulla base del costo standard non consentirà loro di coprire tutti i costi, ed esse dovranno procedere a ristrutturazioni o altre strategie di alleanza e concentrazione.

Qualora il criterio del costo standard non possa essere impiegato, la regolazione deve procedere a uno scrutinio attento delle evidenze contabili della singola impresa per determinare il livello dei costi su cui fondare le tariffe. Questo è stato, per esempio, il caso delle tariffe sia di trasporto sia di stoccaggio del gas. È inevitabile in queste circostanze lasciare all'impresa regolata una rendita dovuta alla sua maggiore informazione sui costi. Compito dell'Autorità è quello di ridurre al massimo tale rendita, in maniera da avvicinare il più possibile i prezzi ai costi e minimizzare così lo spreco di risorse.

Il metodo di aggiornamento delle tariffe, prescritto dalla legge istitutiva dell'Autorità, basato su un meccanismo di *price cap*, è volto a favorire l'uso efficiente delle risorse interne all'impresa, cioè l'efficienza produttiva. Tale metodo prevede che la variazione consentita del prezzo non possa prescindere dal raggiungimento di un certo obiettivo di efficienza, espresso dal tasso

annuale di variazione della produttività dei fattori, tasso che l'Autorità ha avuto il potere di fissare discrezionalmente, in base alle sue competenze tecniche. L'aggiornamento annuale delle tariffe si basa quindi sulla variazione di un indice medio dei prezzi, dalla quale viene però sottratta la variazione "obbligata" di produttività che si ritiene ragionevolmente raggiungibile dall'impresa. Il guadagno di produttività prestabilito viene così trasferito ai consumatori, che subiscono una variazione dei prezzi minore rispetto al tasso medio di inflazione. D'altra parte ogni ulteriore guadagno di produttività – superiore cioè al livello prefissato – non contribuirà a ridurre ulteriormente i prezzi e potrà perciò essere trattenuto dall'impresa a beneficio della riduzione dei suoi costi e quindi dell'aumento dei suoi profitti. Esiste dunque l'incentivo per le imprese a ridurre i costi nel tempo per aumentare i profitti. Nelle revisioni pluriennali del livello dei prezzi è l'Autorità a valutare i guadagni di produttività concretamente ottenuti dalle imprese e a scegliere di traslare un'ulteriore parte dell'aumento di tali guadagni sui clienti finali, in termini di riduzioni dei prezzi.

Per tracciare un primo bilancio dell'attività di regolazione in campo tariffario si può guardare alla struttura e all'andamento della tariffa di fornitura finale pagata dagli utenti vincolati. Le tariffe del gas naturale prevedono 3 componenti fondamentali: una relativa al costo della materia prima (comprendente quindi anche i costi di importazione e commercializzazione del gas dall'estero), una riguardante i costi fissi (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita) e infine una relativa alle imposte. Quest'ultima è particolarmente onerosa nel caso del gas naturale, soprattutto per i consumatori domestici. Infatti essa incide in media per il 45,4 per cento e costituisce la risultante della somma fra imposte di consumo, addizionali regionali e imposta sul valore aggiunto (IVA). Si noti fra l'altro che la base imponibile di quest'ultima comprende anche le due imposte precedenti. Tenendo inoltre conto che l'addizionale regionale varia da regione a regione, si può verificare che stilando una classifica fra le principali città italiane in merito al livello dei prezzi finali del gas naturale, l'ordinamento muta completamente quando si passa dal prezzo al netto delle imposte a quello al lordo delle stesse. Dunque, su quasi metà del prezzo finale la regolazione è ininfluente e il livello del prezzo finale dipende piuttosto dalle decisioni di politica fiscale. Da questo punto di vista è venuta a crearsi anche una discrasia fra l'imposizione indiretta sul gas, che continua a essere strutturata per fasce di consumo riconducibili ai suoi diversi usi – così come lo era la "vecchia" tariffa di vendita agli utenti finali – e la tariffa attualmente in vigore, la cui struttura è indipendente dagli usi.

La componente materia prima nell'ambito della tariffa media in vigore alla fine del 2002 incideva per il 21,5 per cento sul totale (23,8 per cento nel secondo trimestre 2003). Rispetto a tale componente occorre ricordare che anche il

prezzo del gas risente dell'andamento dei prezzi petroliferi. Nei contratti internazionali di importazione esistono clausole di indicizzazione del prezzo di acquisto del gas al prezzo del petrolio greggio e dei suoi derivati. Anche il prezzo di consumo finale, attraverso la "quota materia prima", è quindi collegato all'andamento dei prezzi petroliferi. Il meccanismo di indicizzazione preesistente all'istituzione dell'Autorità, basato unicamente sull'andamento del prezzo del gasolio (in quanto sostituto del gas) sul ristretto mercato nazionale, determinava aumenti di prezzo non giustificati in relazione alle quotazioni internazionali del gasolio stesso. Dopo aver immediatamente ancorato il prezzo del gas al prezzo internazionale del gasolio (1998), l'Autorità è intervenuta con un provvedimento di modifica dei criteri di indicizzazione (1999), individuando all'interno del costo riconosciuto della materia prima una quota che corrisponde al costo di acquisto del gas all'estero e scegliendo per l'indicizzazione di tale quota un paniere composto da prezzi dei greggi, del gasolio e dell'olio combustibile. Allo scopo di diluire le impennate dei prezzi petroliferi, l'Autorità ha scelto di calcolare le variazioni dell'indice dei prezzi con un meccanismo di medie semestrali, adeguato a stemperare nel tempo le variazioni dei prezzi stessi, tenendo conto al contempo del ritardo temporale di variazione dei prezzi nei contratti internazionali di approvvigionamento del gas (pari appunto a 6 mesi). Le preoccupazioni sull'andamento dell'inflazione italiana hanno spinto a un'ulteriore revisione di tale sistema di indicizzazione. Per il gas, la delibera 29 novembre 2002, n. 195, ha disposto che – a partire dal gennaio 2003 – la periodicità di aggiornamento tariffario divenga trimestrale, anziché bimestrale; che il calcolo delle variazioni sia effettuato sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 9 mesi rispetto al mese precedente il trimestre di applicazione, anziché degli ultimi 6 mesi; mentre ha mantenuto la soglia di invarianza al 5 per cento. L'insieme dei provvedimenti contribuirà a ridurre ulteriormente la variabilità del prezzo finale pagato dai consumatori, cioè a renderlo meno volatile rispetto al prezzo del petrolio da cui in parte dipende. Dal 1998 al 2002 questa componente del prezzo è cresciuta del 44 per cento (la crescita sale al 66 per cento se si considerano anche i primi due trimestri del 2003).

La componente relativa ai costi fissi incideva per il 33,2 per cento sulla tariffa media in vigore alla fine del 2002 (32 per cento nel secondo trimestre del 2003). Per effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità tale componente si è ridotta del 6 per cento rispetto al valore del 1998. La componente dei costi fissi comprende due parti: i costi relativi all'attività di trasporto e stoccaggio, che incidono per il 45 per cento, e i costi relativi all'attività di distribuzione locale (comprensivi anche dei costi di vendita all'utente finale), che rappresentano il restante 55 per cento dei costi fissi. Alla fine del 1999 l'Autorità è inter-

venuta con un provvedimento di riduzione della componente relativa ai costi fissi dopo aver accertato che i costi dei servizi di trasporto in metanodotto, stoccaggio in giacimento, bilanciamento e vendita del gas all'ingrosso, complessivamente pagati alla società Snam S.p.A., erano del 12 per cento superiori rispetto alle più prudenti stime di costo, desumibili dai bilanci di questa società. La conseguente riduzione del prezzo finale è stata pari a 23,7 lire al m^3 (equivalenti a 1,22 centesimi di euro al m^3) a partire dall'1 gennaio 2000.

L'Autorità è successivamente intervenuta sulle singole componenti dei costi fissi, allo scopo di definire le tariffe di trasporto e rigassificazione, di stoccaggio e di distribuzione in base ai costi effettivi di questi servizi. I provvedimenti relativi assumono un duplice significato per il mercato del gas. I precedenti servizi richiedono una tariffa regolata in quanto sono prestati ancora in condizioni di monopolio; ma, in base alla liberalizzazione, sono ora accessibili a tutte le imprese autorizzate a utilizzarli per poter svolgere l'importazione e la vendita del gas all'ingrosso e al minuto. Fissando tariffe che non discriminano fra le imprese e che sono basate sui costi efficienti, l'Autorità contribuisce a rendere concreta ed effettiva la concorrenza nella vendita di gas; si prevengono così gli abusi di posizione dominante da parte dei gruppi industriali che, essendo storicamente attivi in tutte le fasi della filiera, potrebbero perseguire strategie di esclusione dei potenziali concorrenti stabilendo tariffe troppo elevate per gli indispensabili servizi di trasporto e stoccaggio. La riformulazione di queste singole tariffe è destinata a riversarsi a valle in termini di minori prezzi per l'utente finale. Infatti, i minori prezzi per il trasporto e lo stoccaggio contribuiscono a ridurre i costi delle imprese che utilizzano tali servizi per vendere gas. La concorrenza nell'ambito della vendita dovrebbe costituire il meccanismo atto a trasferire ai consumatori finali tale riduzione dei costi in termini di abbassamento dei prezzi. Tuttavia, il mancato decollo dei meccanismi concorrenziali non ha ancora consentito di trasmettere ai consumatori i benefici delle riduzioni tariffarie nei segmenti del trasporto e dello stoccaggio già deliberate dall'Autorità. Pertanto, di tali riduzioni beneficiano attualmente soltanto i clienti del mercato all'ingrosso, cioè i grandi clienti industriali e le imprese di distribuzione urbana del gas. L'attività di vigilanza sui contratti sottoscritti da queste imprese ha infatti evidenziato la presenza di sconti sul prezzo della materia prima, riconducibili alle riduzioni delle tariffe di trasporto e stoccaggio disposte dall'Autorità.

In particolare per quanto riguarda le tariffe di trasporto del gas, l'Autorità ha modificato il precedente meccanismo tariffario basato sulla distanza fra punti di immissione e punti di prelievo del gas, definendone uno nuovo che attenua l'impatto del fattore distanza e si fonda prioritariamente sulla capacità di trasporto prenotata in entrata e in uscita sui metanodotti ad alta pressione e sul

flusso di energia vettoriata. Sulla parte finale della rete regionale dei metanodotti a media pressione vige invece una tariffa a "francobollo" completamente indipendente dalla distanza (sopra i 15 km). La tariffa è strutturata in modo tale da incentivare la società di trasporto ad aumentare il flusso di gas vettoriato, coerentemente con l'obiettivo della liberalizzazione di estendere le quantità di gas commercializzate dai nuovi entranti nell'industria. Le nuove tariffe di trasporto approvate dall'Autorità per l'anno termico 2002-2003 vedono una riduzione media complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell'anno precedente. La riduzione poteva essere influenzata dalla traslazione in tariffa della tassa regionale sui metanodotti, deliberata dalla Regione Sicilia nel marzo 2002. Tuttavia, ritenuta illegittima tale tassa, che si configurava come un dazio sugli scambi di gas, l'Autorità non ha riconosciuto alla società di trasporto il trasferimento dell'onere tributario in tariffa, evitando i relativi incrementi del prezzo del trasporto (salvo il caso in cui, nell'accertamento definitivo, il tributo risultasse effettivamente dovuto).

Nell'industria del gas lo stoccaggio ha una funzione sia strategica, per far fronte al rischio di interruzioni delle importazioni dall'estero, sia di modulazione stagionale delle forniture, consentendo di immettere gas nei giacimenti adibiti a questa funzione, per poi prelevarlo nei periodi di punta invernale. In Italia l'attività di stoccaggio è svolta in un regime di monopolio di fatto da Stogit S.p.A., una società controllata dal gruppo Eni. L'Autorità ha definito le nuove tariffe di stoccaggio con l'obiettivo sia di incentivare l'ingresso di nuove imprese in una fase della filiera dove la concorrenza è possibile, sia di controllare il monopolio di fatto con la determinazione di una tariffa regolata che rimuove il precedente meccanismo di discriminazione dei prezzi su base stagionale, messo in atto dal monopolista per massimizzare i suoi profitti. La nuova tariffa, basata sui costi risultanti da evidenze contabili, prevede corrispettivi di capacità, correlati ai costi per detenere il gas nei giacimenti e per ottenere la disponibilità massima di punta da prelevare nei periodi più freddi; nonché corrispettivi variabili per l'effettiva iniezione ed erogazione di gas. Disponendo l'Italia di giacimenti di stoccaggio a costi ridotti rispetto ad altri paesi europei, la definizione di corrispettivi fondati sui costi ha permesso di ridurre le tariffe pagate dalle imprese, che richiedono i servizi di stoccaggio per poter svolgere efficacemente le attività di importazione e vendita del gas. Inoltre la struttura dei corrispettivi di capacità impegnata è tale che l'applicazione del meccanismo del *price cap* induce l'impresa di stoccaggio a migliorare l'efficienza produttiva attraverso l'aumento di capacità disponibile a parità di costo, rendendo così disponibile agli utenti maggiori quantità di una risorsa ritenuta tuttora scarsa in relazione ai fabbisogni della filiera del gas.

L'Autorità ha altresì definito le nuove tariffe per la distribuzione del gas, ora

separata dall'attività di vendita ai clienti finali. L'attività di distribuzione, essendo un monopolio naturale locale, continuerà a essere regolamentata con una propria tariffa. Poiché il servizio di distribuzione viene svolto in Italia da una molteplicità di operatori, comprendenti imprese pubbliche e private, nonché Comuni che prestano il servizio in economia, l'Autorità nel definire le nuove tariffe ha messo in atto un meccanismo di "concorrenza comparativa"; ciò con lo scopo di stimare i parametri fondamentali da cui dipende il costo di distribuzione in base al confronto fra i costi effettivi di un campione rappresentativo di imprese, prendendo poi come base per le tariffe i costi di quell'insieme di imprese che si sono rivelate più efficienti, applicando così il principio del costo standard. Successivamente tale metodo è stato integrato per tenere conto di alcune sentenze della magistratura amministrativa, che hanno rilevato l'opportunità di determinare i valori tariffari sulla base dei costi di investimento dichiarati dalle imprese che dispongono di bilanci certificati. Naturalmente, tale integrazione ha creato una distorsione degli incentivi all'efficienza produttiva, soprattutto nel caso dei maggiori operatori del settore, essendo quelli che ricorrono alla certificazione di bilancio. Ulteriori margini di riduzione delle tariffe di distribuzione potrebbero essere raggiunti in seguito allo sfruttamento delle economie di scala che si manifesterebbero per effetto della fusione degli operatori minori presenti in tale segmento della filiera (oltre 700). A questo livello dovrebbero però incidere anche norme diverse rispetto a quelle di regolazione, come, per esempio, quelle relative alla riforma dei servizi pubblici locali tuttora dibattuta in Parlamento in relazione all'emanazione del regolamento attuativo dell'art. 35 della legge finanziaria 2002.

Le precedenti valutazioni sulla composizione della tariffa media del gas naturale e sull'andamento delle principali componenti devono essere integrate alla luce dei meccanismi di regolazione introdotti prima della legge n. 481/95 e miranti a favorire la massima estensione della metanizzazione nel nostro paese. In base a un meccanismo noto come "sventagliamento", il prezzo della materia prima pagato dalle aziende di distribuzione locale sul mercato all'ingrosso veniva corretto secondo l'andamento dei consumi medi: più elevati nel Nord Italia e nelle zone interne del Sud, più bassi nelle altre zone del Sud e anche in alcune zone rivierasche del Nord, a causa dell'incidenza dei consumi per riscaldamento. Di conseguenza, i clienti delle zone dai consumi medi più elevati pagavano un prezzo maggiore di quello che sarebbe stato giustificato sulla base dei loro costi medi di distribuzione (più bassi grazie all'ampiezza del consumo per riscaldamento); mentre i clienti residenti nelle zone dai consumi medi più bassi (in forza della scarsa incidenza dei consumi per riscaldamento) pagavano un prezzo finale minore di quanto i loro costi medi di distribuzione (più elevati) avrebbero consentito. Grazie a questo meccanismo che creava sussidi

incrociati sul piano territoriale si poteva espandere la metanizzazione anche in zone climatiche avverse rispetto alla crescita dei consumi. Tale meccanismo – tipicamente legato all'esistenza di un monopolio pubblico nella vendita all'ingrosso – non è più in vigore dal luglio 2002. Nel caso in cui si sviluppasse una vera e propria concorrenza sul mercato della vendita del gas, i prezzi finirebbero con il muoversi nella direzione dei costi marginali. Nonostante il compimento della liberalizzazione, con la totale apertura al mercato per quanto riguarda la domanda, in atto dall'1 gennaio 2003, i vincoli di capacità sui metanodotti internazionali e la struttura a lungo termine dei contratti di importazione limitano la concorrenza sul mercato all'ingrosso; questo tenuto conto che in Italia l'approvvigionamento di gas si basa soprattutto sulle importazioni e che la quota di produzione nazionale è sostanzialmente appannaggio dell'impresa dominante.

L'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato (provvedimento A 329 – Blugas – Snam del 21 novembre 2002) ha ritenuto colpevole la società Eni di abuso di posizione dominante, poiché ha inteso ottemperare all'obbligo di cessione di parte delle sue disponibilità di gas (previsto dal decreto legislativo n. 164/00) mediante vendite di gas all'estero, che hanno privilegiato alcuni operatori concorrenti, piuttosto che con procedure trasparenti e non discriminatorie, saturando in tal modo anche la capacità di trasporto di gas nelle reti internazionali ad alta pressione. La situazione attuale del mercato all'ingrosso vede l'impresa dominante non solo in qualità di titolare della quasi totalità dei contratti di importazione, ma anche nella duplice veste di fornitore, per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas naturale ai nuovi entranti e di concorrente, per quanto riguarda la vendita di gas ai clienti del mercato all'ingrosso. Tuttavia, occorre osservare che la concorrenza non comporterebbe riduzioni dei prezzi finali per i clienti nemmeno nel caso in cui si ampliassero i quantitativi di gas importati direttamente dai nuovi entranti, se tali quantitativi continuassero a raggiungere il mercato italiano nell'ambito di contratti a lungo termine caratterizzati da clausole *take or pay* (come di fatto avviene attualmente). In forza di tali contratti gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso (corrispondente all'80 per cento circa del valore dei quantitativi contrattati) e un costo marginale di vendita nullo. Una simile struttura dei costi induce sia l'impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti. Ne consegue che, almeno nella prima fase della liberalizzazione, le imprese operanti sul mercato all'ingrosso trovano più conveniente adottare una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

L'esperienza concreta di liberalizzazione del mercato del gas in un paese importatore insegna che l'apertura del mercato per quanto riguarda la domanda e la separazione delle fasi potenzialmente competitive da quelle monopolistiche, abbinata al libero accesso a queste ultime, sono condizioni necessarie ma non sufficienti affinché si sviluppi un tipo di concorrenza tale da apportare benefici ai consumatori in termini di riduzioni dei prezzi. Pertanto ulteriori misure di promozione della concorrenza sono indispensabili al fine di rendere il mercato del gas sempre più liquido e sempre più competitivo. Il bilancio della regolazione del settore è dunque positivo se misurato nei termini della creazione di condizioni necessarie affinché si sviluppi un mercato concorrenziale, così come sono state concepite dalla normativa comunitaria, recepita poi a livello nazionale. Tuttavia raggiunto tale risultato "intermedio" occorrono ulteriori misure di promozione della concorrenza nel mercato. Fra queste rientrano sicuramente misure (adottate dall'Autorità) di incentivazione degli investimenti infrastrutturali mediante la concessione di diritti esclusivi di sfruttamento alle imprese che incrementano la capacità disponibile e misure di sostegno dello sviluppo di mercati *spot* per gli scambi, sia di gas naturale sia di diritti di capacità, nell'ambito di *hub* (fisici o virtuali), simili a quelli creati negli Stati Uniti e nel Regno Unito.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002

Pur in presenza di elementi contrastanti, il 2002 ha rappresentato un anno di significativo progresso per la liberalizzazione del mercato del gas in praticamente tutte le fasi del ciclo, dall'importazione alla vendita finale. Gli elementi fondamentali di questo cambiamento vengono evidenziati nel bilancio riportato nella tavola 5.1, che illustra i principali flussi di energia tra gli operatori del mercato.
La produzione nazionale è rimasta nello stato di ristagno in cui si trova da diversi anni. Essa non è attualmente molto significativa per la concorrenza del settore a causa del suo ruolo ormai secondario (poco più del 20 per cento del fabbisogno totale), del predominio di un produttore con quasi il 90 per cento della produzione totale e delle condizioni non particolarmente favorevoli alle società nuove entranti. Per quanto riguarda le importazioni, si nota innanzitutto un aumento consistente sia nei quantitativi importati da nuovi operatori sia nel numero di importatori. La tavola 5.2 indica tuttavia una forte concentrazione per pochi importatori, la maggior parte dei quali beneficia di vendite fuori frontiera da parte dell'operatore dominante. Sono infatti notevolmente aumentate le vendite di Eni alla frontiera a favore di Edison S.p.A., Plurigas

TAV. 5.1 **BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2002**

Miliardi di m³; valori basati su un contenuto energetico inferiore del gas pari a 8 250 kcal/m³; le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				VENDITA FINALE SEPARATA			VENDITA FINALE INTEGRATA	TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	ALTRI		
Produzione nazionale	**12,5**	**1,2**	**0,6**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**14,3**
Importazioni nette	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**41,2**	**7,9**	**4,3**	**4,3**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**58,1**
Importazioni dirette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	2,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,1
Vendite eni alla frontiera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
Trasferimenti	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**12,5**	**7,7**	**2,0**	**1,8**	**8,2**	**3,3**	**12,0**	**8,5**	**56,0**
da Eni	0,0	0,0	0,0	12,5	7,0	0,8	0,5	8,2	1,4	7,0	7,0	44,3
da Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,9	0,5	0,3	3,6
da Edison	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	3,6
da altri	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	2,9	0,8	4,6
Variazione scorte	**-0,1**	**0,0**	**0,0**	**1,4**	**1,1**	**-1,4**	**0,2**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**1,4**
Consumi e perdite di rete	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,2**	**0,1**	**0,3**	**0,2**	**1,0**
Totale risorse	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**20,3**	**10,8**	**5,3**	**1,9**	**8,0**	**3,2**	**11,7**	**8,3**	**70,0**
Vendite e consumi finali	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**20,3**	**10,8**	**5,3**	**1,9**	**8,0**	**3,2**	**11,7**	**8,3**	**70,0**
Generazione termoelettrica	0,4	0,0	0,0	6,6	10,7	2,7	1,0	0,0	0,1	0,8	0,1	22,5
Grande e media industria	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0	2,6	0,9	1,4	0,6	1,6	0,8	21,4
Commercio e piccola industria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,5	3,9	2,0	8,8
Utenze civili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,0	5,4	5,3	16,7
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,6

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

S.p.A., Dalmine S.p.A. ed Energia S.p.A. Finalizzate al raggiungimento dell'obiettivo disposto dal decreto legislativo n. 164/00, esse hanno raggiunto 5 miliardi di m³ nel 2002, rispetto a poco più di 1 miliardo nel 2001. Le importazioni indipendenti dall'Eni corrispondono a circa il 20 per cento di quelle totali; inoltre, escludendo le importazioni dell'Enel S.p.A., questa percentuale scende ad appena il 6 per cento, che va confrontata con il 5 per cento circa del 2001.

Sempre con riferimento alle importazioni, il 2002 ha anche visto una notevole diversificazione nelle fonti di approvvigionamento con ben 37 società distinte che hanno esportato gas naturale in Italia. Ciò è dovuto sia alla crescita e al dinamismo dei grossisti esteri, sia al numero crescente di produttori che vendono direttamente l'energia sul mercato. Questo sviluppo riflette soprattutto la rottura del monopolio di esportazione norvegese imposto dall'Unione Europea nel corso del 2001 e che ha avuto il primo impatto nel 2002. Tuttavia, l'offerta estera è estremamente concentrata (Tav. 5.2). Otto società tra cui Sonatrach, Gazprom, Gasunie hanno coperto il 93,9 per cento delle importazioni nazionali (54,6 miliardi di m³) con quantitativi maggiori di 1 miliardo di m³ ciascuna.

TAV. 5.2 **OPERATORI DEL SETTORE GAS NEL 2002**

Milioni di m³

IMPORTATORI	QUANTITÀ IMPORTATE	ESPORTATORI	QUANTITÀ ESPORTATE	GROSSISTI(A)	QUANTITÀ VENDUTE
ENI Gas & Power	41 269	Sonatrach	22 228	ENI Gas & Power	60 744
ENEL TRADE	7 913	Gazexport	16 945	ENEL TRADE	15 075
EDISON GAS	4 345	Gasunie	4 489	EDISON GAS	7 976
PLURIGAS	2 012	Nigeria LNG	3 471	PLURIGAS	3 572
ENERGIA	800	ENI Gas & Power	3 062	AEM TRADING	1 658
DALMINE ENERGIE	575	LASMO OVERSEAS	1 947	ENERGIA	611
ENI - DIVISIONE AGIP	354	Promgas	1 673	DALMINE ENERGIE	574
ENERGAS	231	Statoil	1 611	EDISON Energia	423
EOS ENERGIA	198	Distrigaz	372	BLUGAS	345
Gaz de France	178	Agip Croatia	354	EOS ENERGIA	316
Energetic Source	90	Gaz de France	313	UTILITÀ	298
E NOI	84	RAG Austria	258	ENERGAS	230
BLUGAS	72	Norsk Hydro Produksjon	226	Gaz de France	203
Altri (7 operatori)	72	Altri (21 operatori)	1 244	Cartiere Burgo	178
				Italcogim Trading	124
				EUROGAS	116
				E NOI	100
				Altri (18 operatori)	459
Totale	**58 193**	**Totale**	**58 193**	**-**	**-**

(A) I dati includono sia le rivendite tra operatori sia le vendite sul mercato finale.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Tra queste figurano anche Eni e la sua controllata Lasmo. Il rimanente 6 per cento (3,6 miliardi di m³) è stato esportato da 29 società per quantitativi compresi tra 6 e 800 milioni di m³ con un valore medio pari a circa 127 milioni di m³.

Il bilancio degli operatori, riportato nella tavola 5.1, evidenzia anche un significativo livello di trasferimenti, soprattutto tra grossisti e da grossisti a società di vendita. I trasferimenti complessivi ai grossisti, principalmente da parte di produttori, importatori e altri grossisti, ammontano a circa 24 miliardi di m³. La maggior parte dei trasferimenti è avvenuta dai grossisti alle società di vendita sulle reti locali, per un totale di 25,5 miliardi di m³. Grossisti diversi da Eni (soprattutto i gruppi Enel ed Edison, Plurigas ed Energia) coprivano il 29 per cento di queste vendite, rispetto a meno del 3 per cento nel 2001. Nel 2002 i trasferimenti alle imprese di distribuzione che non avevano ancora effettuato la

separazione della società di vendita corrispondevano a circa 8,5 miliardi di m^3, coprendo il 27 per cento delle vendite complessive sulle reti di distribuzione locale. In questi casi, caratterizzati da realtà più piccole e meno dinamiche, la penetrazione delle società diverse da Eni è stata significativamente inferiore (meno del 18 per cento).

Rispetto al 2001 il bilancio del 2002 indica un significativo calo dell'operatore dominante sul mercato delle vendite finali, come era del resto inevitabile in base ai tetti fissati dal decreto legislativo n. 164/00. I concorrenti del gruppo Eni hanno aumentato la copertura delle vendite finali dal 57 al 60 per cento circa; dal 42 al 47 per cento, escludendo il mercato della distribuzione locale. L'Eni ha perso quote di mercato sia nel settore della generazione elettrica sia in quello industriale. Anche l'Enel ha ridotto in modo significativo la sua quota del mercato per gli usi di generazione elettrica (da 12,3 a 10,8 miliardi di m^3); ma questo va visto nell'ottica di un maggiore impegno nel settore della vendita sul mercato della distribuzione locale, tenendo presente anche la cessione delle Gen.Co. i cui impianti hanno avuto un consumo di gas naturale stimabile in circa 3,3 miliardi m^3 nel 2002. Il maggiore aumento della concorrenza si riscontra per il gruppo Edison che ha quasi raddoppiato la sua quota raggiungendo circa l'8 per cento delle vendite sul mercato finale; gli altri grossisti hanno aumentato l'incidenza sulle vendite finali di quasi il 60 per cento.

La penetrazione del mercato della distribuzione locale da parte di grossisti o di altri concorrenti delle società di vendita del distributore locale è stata significativa (circa 320 milioni di m^3) nonostante le difficoltà riscontrate ancora nel 2002 per l'accesso sulle reti locali; in ogni caso pare evidente che i grossisti si siano indirizzati soprattutto sui clienti di maggiori dimensioni allacciati alle reti regionali.

Le vendite sul mercato libero ammontavano a 44,2 miliardi di m^3. Di esse, quelle effettuate attraverso consorzi sono valutabili in 443 milioni di m^3 per un totale di 34 consorzi e 569 utenti finali, con una vendita media per consorzio pari a 13 milioni di m^3 e per utente a 779 mila m^3. Il mercato dei consorzi è coperto soprattutto da Eni Gas S.p.A. (45 per cento) e da Energia (39 per cento). Il rimanente 16 per cento è stato rifornito da 8 grossisti. I consorziati minori (con consumi inferiori a 200 mila m^3) costituisco solo una piccola parte delle vendite totali, meno del 6 per cento. Questi utenti sono tuttavia molto numerosi (285 o circa la metà del totale), sono concentrati in 6 consorzi e hanno un consumo medio di 93 mila m^3. Escludendo i consorziati minori, il consumo medio per utente consorziato aumenta a 1,4 milioni di m^3.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura del mercato dell'approvvigionamento (produzione nazionale e importazioni)

Come si è visto al paragrafo precedente, Eni rimane tuttora l'impresa dominante nell'approvvigionamento (produzione e importazioni), con oltre il 70 per cento di volumi immessi in rete nel 2002 (nel 2001 la quota era intorno all'80 per cento), nonostante il ridimensionamento, dovuto al rispetto dei tetti *antitrust* fissati dal decreto legislativo n. 164/00. Nel corso del 2002 la produzione nazionale ha mantenuto il *trend* decrescente che si sta affermando da qualche anno. La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è scesa al 20 per cento (lo scorso anno era ancora intorno al 24 per cento), confermando come l'Italia sia sempre più dipendente dagli approvvigionamenti dall'estero.

Per quanto riguarda le importazioni, stanti la capacità di trasporto esistente nel nostro paese e le opere di potenziamento sulla rete già realizzate o in corso (si veda più oltre), grazie inoltre alle nuove regole predisposte dall'Autorità in materia di accesso alle infrastrutture, il numero di soggetti importatori si è accresciuto nel corso degli ultimi due anni. Per l'anno termico 2002-2003 hanno ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Ai sensi della delibera dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137, sono stati inviati all'Autorità i documenti contrattuali di importazione da parte dei soggetti che richiedevano l'accesso alla rete nazionale. L'analisi dei contratti ricevuti consente di fare alcune riflessioni sullo stato delle importazioni nell'anno termico 2002-2003 e di confrontarlo con quello pubblicato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

In termini di volume, sono ancora preponderanti i contratti di importazione pluriennale, con durate differenti illustrate nella figura 5.1.

La figura 5.2 mostra invece la durata residua di tali contratti, che al massimo è ventennale.

Il mercato del gas è quindi ancora fortemente caratterizzato da contratti di importazione di durata pluriennale con clausola di tipo *take or pay*.

Tuttavia, i contratti annuali, sebbene poco rilevanti singolarmente dal punto di vista dei volumi contrattuali, meritano la medesima attenzione di quelli pluriennali, in quanto spesso sono (e sono stati, per esempio, lo scorso anno) il "veicolo" che permette l'ingresso di nuovi operatori, alla prima esperienza nel mercato internazionale del gas.

I contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi (contratti *spot*), attivati nel corso dell'anno termico 2001-2002 e/o validi sino al

FIG. 5.1 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA INTERA

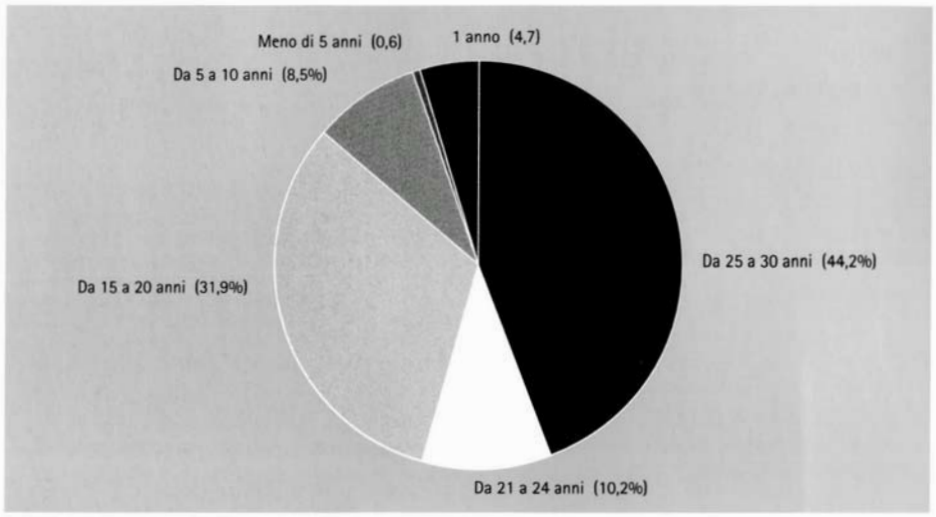
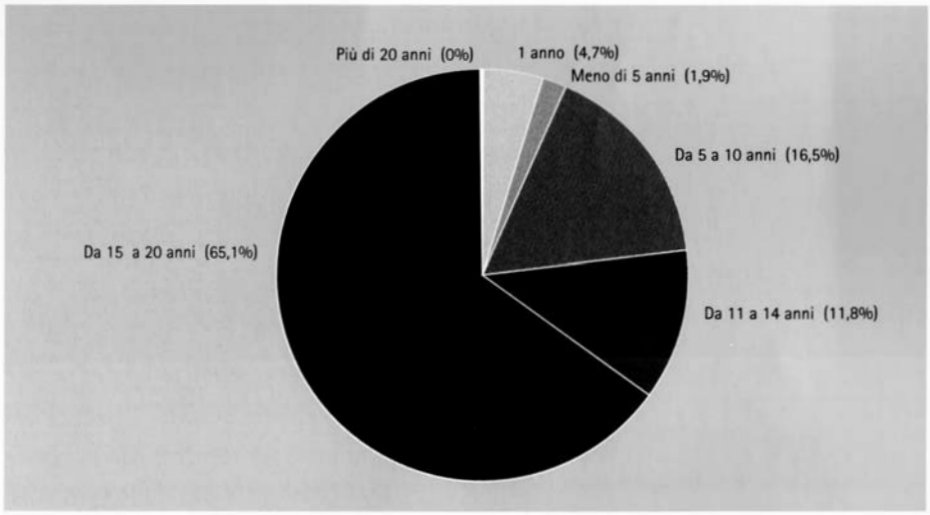


FIG. 5.2 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA RESIDUA



termine del 2002, hanno comportato complessivamente importazioni per circa 2 miliardi di m^3.

Anche quest'anno sono stati numerosi i contratti e gli accordi contrattuali annuali registrati.

A completamento dello scenario dell'approvvigionamento, è utile anche un'indicazione sul valore della quota di *take or pay* dei contratti di importazione. La struttura del contratto annuale prevede, generalmente, che essa sia pari all'intera quantità contrattuale.

Il 2 per cento indicato nella figura (Fig. 5.3) è da attribuirsi ai contratti annua-

FIG. 5.3 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE ANNUALE (PER L'ANNO 2003)

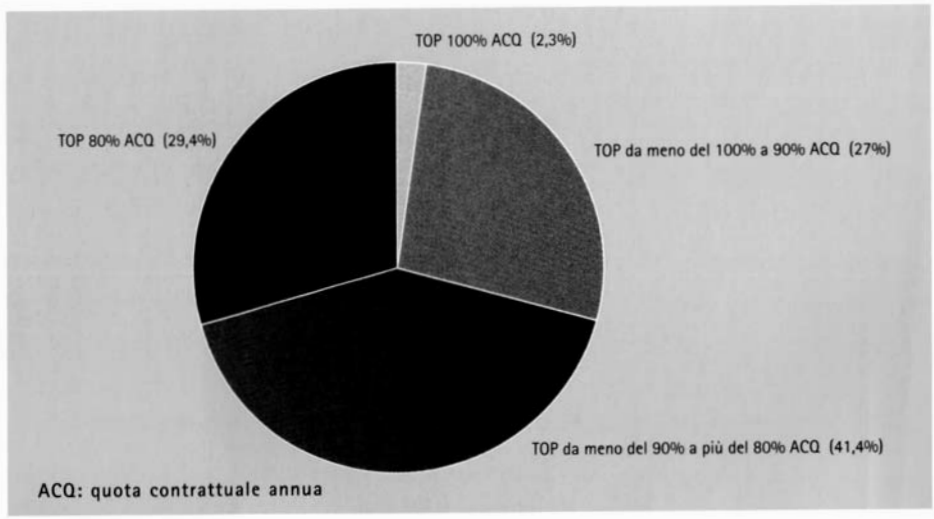
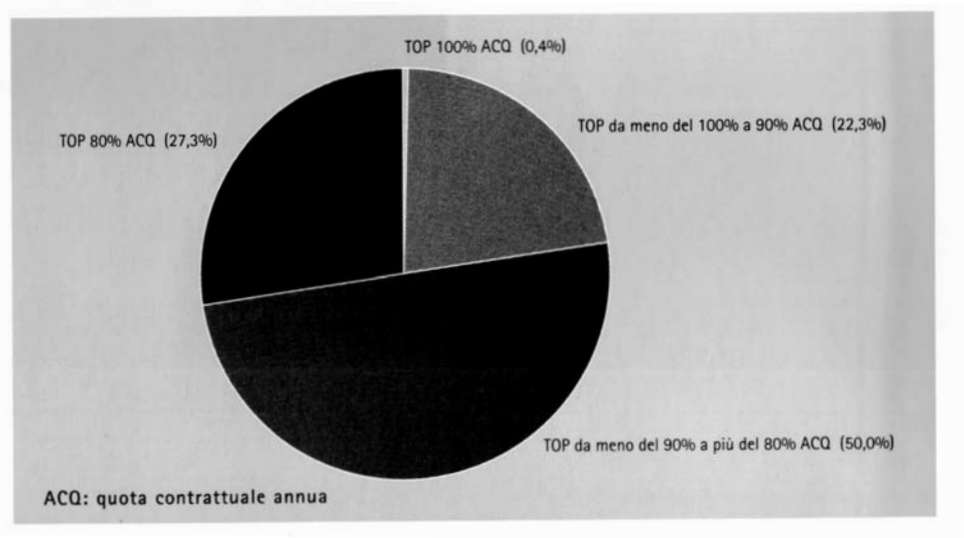


FIG. 5.4 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE DELLA FORNITURA INTERA



li o comunque con durata inferiore ai 5 anni.

Il grado di flessibilità dei contratti aumenta con l'aumentare dei volumi contrattuali, ma soprattutto della durata dei contratti stessi.

La figura 5.4 mostra come si riduce a meno dello 0,5 per cento l'incidenza dei contratti con *take or pay* totale, nel momento in cui si estende l'analisi all'intera fornitura.

I contratti, il cui *take or pay* si attesta intorno all'85 per cento della capacità contrattuale annuale, rappresentano la quota maggiore, tanto in riferimento al volume annuale quanto all'intero volume contrattuale.

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Nel paragrafo precedente si è parlato del notevole grado di dipendenza estera del nostro paese. L'attuale capacità di trasporto delle strutture di importazione (gasdotti e terminale di GNL) è strettamente commisurata al soddisfacimento della domanda. Anche tenendo conto dei potenziamenti già programmati, essa può ritenersi sufficiente solo nel breve periodo. Tale situazione incide negativamente sull'approvvigionamento di gas in Italia per quanto riguarda sia la sicurezza, sia il costo, nella misura in cui questi aspetti dipendono dalla diversificazione delle fonti e dalla concorrenza fra gli operatori. È pertanto necessario favorire la realizzazione di opere che contribuiscano alla diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento, che stimolino l'accesso al mercato nazionale di nuovi operatori e che concorrano tanto alla riduzione del rischio di formazione di cartelli dei produttori quanto al contenimento del loro potere di mercato.

A tale fine assumono importanza, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture o il potenziamento di quelle esistenti, dall'altro la definizione di regole di accesso che siano trasparenti e non discriminatorie. In tal senso l'Autorità ha definito regole per la realizzazione di nuovi terminali di GNL e per il loro potenziamento (delibera 15 maggio 2002, n. 91); regole per la realizzazione di nuovi gasdotti finalizzati al trasporto di gas naturale da sistemi esteri interconnessi con il sistema nazionale, o per il potenziamento di gasdotti esistenti (art. 11 della delibera n. 137/02); nonché regole per l'accesso alle infrastrutture di importazione esistenti (in particolare l'art. 9 della delibera n. 137/02).

La rilevanza del potenziamento delle infrastrutture di importazione è indicata anche nel Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2002-2006, e ribadita nello schema di Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2003-2007.

Questi interventi richiedono ingenti investimenti e garanzie per la copertura dei costi, anche a motivo dei tempi necessari per la formazione di un mercato europeo interno del gas naturale concorrenziale. Per l'incremento degli investimenti in nuove attività di trasporto occorre assicurare, per un congruo numero di anni, le condizioni di economicità e di redditività e perciò l'equilibrio economico finanziario degli investimenti e della loro gestione. In altri termini, risulta opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di trasporto che vengono allestite.

Il mercato internazionale del gas è allo stato attuale caratterizzato dalla prassi di negoziare contratti di importazione di durata pluriennale di tipo *take or pay*, o comunque connotati dalla previsione di impegni di prelievo annuali garantiti e flessibilità variabili.

TAV. 5.3 IMMISSIONI DA STRUTTURE ESISTENTI (E PROGRAMMATE) AL 2010

IMMISSIONI DA	MILIARDI DI m³ ALL'ANNO
Importazioni via gasdotto	84,6
Importazione di GNL (Panigaglia)	3,5
Produzione nazionale	8,0
Totale immissioni	**96,1**

Una delle condizioni ricercate da chi sottoscrive un contratto pluriennale di approvvigionamento, con obblighi di *take or pay*, è quella di contenere il rischio del rifiuto di accesso al mercato designato, assicurandosi la capacità di trasporto in entrata, per un periodo commisurato all'impegno di approvvigionamento assunto (tenendo conto della possibilità della sua rinegoziazione, quale risulta dalla prassi del settore).

Secondo le stime dell'Autorità, le immissioni previste nel 2010 da strutture esistenti e già programmate, per contratti di approvvigionamento già sottoscritti, sono quelle indicate nella tavola 5.3.

Tra i potenziamenti già programmati i più significativi riguardano il nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, per circa 8 miliardi di m³ all'anno, e quello per il gasdotto con punto di entrata a Tarvisio, in relazione al completamento del quarto contratto di acquisto di gas russo, da parte di Eni.

La delibera n. 91/02

Con la delibera n. 91/02, l'Autorità ha definito le regole che disciplinano l'accesso prioritario ai nuovi terminali di rigassificazione del GNL per i soggetti che investono nella loro realizzazione.

L'accesso prioritario ai soggetti che sostengono il costo dell'allestimento del terminale di rigassificazione dà attuazione al principio fissato dal decreto legislativo n. 164/00, laddove prevede che "l'accesso non può essere rifiutato ove il cliente sostenga il costo delle opere necessarie per ovviare alla mancanza di capacità di connessione".

Nel predisporre le regole per l'accesso prioritario, l'Autorità ha inteso conciliare le garanzie di accesso di lungo periodo, richieste dai promotori che sostengono il costo delle opere necessarie alla realizzazione dei terminali di GNL, con i diritti degli altri clienti che richiedono l'accesso, sia di breve sia di lungo periodo, alla capacità derivante dalla realizzazione di tali terminali.

La quota massima di nuova capacità conferita ai finanziatori dell'impianto è stata fissata all'80 per cento della nuova capacità di rigassificazione di ciascun terminale. La capacità restante (20 per cento) e quella eventualmente non con-

cessa in via prioritaria sono disponibili per tutti gli altri operatori alle tariffe fissate dall'Autorità.

Questo criterio di conferimento resterà in vigore sino al raggiungimento di una capacità complessiva nazionale di rigassificazione pari a 25 miliardi di m^3 per anno. Essa è tale da assicurare il raggiungimento delle finalità di cui al Documento di programmazione economica e finanziaria 2002-2006, tenuto conto delle strutture di approvvigionamento esistenti e di quelle già programmate, nonché delle previsioni di consumo nel medio lungo termine (Tav. 5.4), e riguarda i soli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2010. La scadenza del 2010 è ritenuta sufficiente a consentire la realizzazione della nuova capacità considerata; mantiene, inoltre, secondo le previsioni disponibili, un contesto di domanda in crescita, che stimola l'ingresso di nuovi operatori e può facilitare, per le sue caratteristiche dinamiche, la formazione di un mercato interno maggiormente concorrenziale. È anche favorito lo sviluppo di un mercato *spot*, per partite di gas che si rendessero disponibili nel breve periodo, in grado di fornire un significativo stimolo alla concorrenza.

Nella delibera n. 91/02 è però specificato un limite di promozione di nuova capacità realizzabile da un unico soggetto, pari a un terzo dei 25 miliardi di m^3 all'anno di capacità complessiva di rigassificazione, posto al fine di evitare la formazione di un monopolio della nuova capacità di rigassificazione. Questa dovrà infatti essere promossa almeno da due soggetti societari diversi, visto il vincolo posto al singolo promotore che è appunto di 8,33 miliardi di m^3 di capacità di rigassificazione annuale con accesso prioritario (corrispondente a un terminale da 10,4 miliardi di m^3 di capacità annuale, se si applica la quota massima dell'80 per cento per l'accesso prioritario).

I terminali di GNL sono generalmente parte integrante di un progetto più ampio che comprende le fasi di esplorazione e produzione di gas naturale, la realizzazione di treni di liquefazione del gas naturale nel paese di produzione, l'allestimento sia di navi metaniere per il trasporto del GNL, sia di capacità di rigassificazione presso il terminale di GNL. Questo è il caso di molti dei nuovi terminali finora proposti in Italia (vedi oltre). Il compimento delle opere necessarie per la realizzazione della catena di GNL contempla il finanziamento delle risorse da parte di banche tramite strutture di *project financing,* che considerano un'attenta ripartizione dei rischi tra i diversi soggetti che vi partecipano. Risulta così opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di rigassificazione allestite, che funga da garanzia collaterale del rimborso del debito. Il diritto di priorità di accesso pluriennale al terminale deve essere coerente con gli impegni sottoscritti nel contratto di compravendita tra produttore e importatore di GNL (che abbraccia tipicamente un periodo di 20 anni, benché con una tendenza alla riduzione).

TAV. 5.4 **PRELIEVI PREVISTI AL 2010**

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m^3 ALL'ANNO
Autorità per l'energia elettrica e il gas	2003	90-100
Snam Rete Gas		93
Enel		96
Unione petrolifera	2002	88
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	88
International Energy Agency	2001	85

TAV. 5.5 **PRELIEVI PREVISTI AL 2020**

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m^3 ALL'ANNO
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	107
International Energy Agency	2001	109

Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, l'impresa che detiene il terminale di GNL e il cliente che ha finanziato l'allestimento di capacità e che le utilizza (il promotore utilizzatore) devono essere separati societariamente.

Al fine di garantire condizioni di massima trasparenza al mercato, l'Autorità ha anche stabilito un obbligo di pubblicità, tramite Internet, delle condizioni economiche negoziate tra il soggetto che detiene il terminale e il soggetto titolare dell'accesso prioritario. Gli interessati all'accesso prioritario sono tenuti a farne richiesta all'Autorità, che valuterà le domande nell'ordine temporale di ricezione. Le richieste devono essere accompagnate dalla descrizione delle modalità di finanziamento degli impianti e da copia degli atti amministrativi necessari per la loro realizzazione.

La delibera contempla la possibilità di cessione della capacità ad accesso prioritario o il suo trasferimento a terzi. Infine prevede la decadenza della titolarità, in caso di mancato utilizzo su base annuale di parte della capacità per la quale esiste un titolare di accesso prioritario del terminale di GNL. La parte di capacità non utilizzata è ricondotta alle disposizioni dell'Autorità in materia di accesso ai terminali di GNL, analogamente alla quota di nuova capacità alla quale non si applica l'accesso prioritario.

L'articolo 11 della delibera n. 137/02

Le disposizioni dell'art. 11 della delibera n. 137/02 (descritta più avanti per la parte relativa alla regolazione del trasporto) attribuiscono una priorità di accesso alla nuova capacità di trasporto via gasdotto in entrata dall'estero.

La priorità è riconosciuta ai promotori della nuova capacità entro limiti di quantità e di durata analoghi a quelli stabiliti per la nuova capacità di rigassificazione, oltre che con simili condizioni per il godimento e il mantenimento dell'accesso prioritario (come, per esempio, l'applicazione del principio *use it or lose it*, secondo cui si ha decadenza dal diritto di accesso prioritario alla capacità per la quale si rilevi il mancato utilizzo su base annuale). Anche l'accesso prioritario alla nuova capacità di trasporto in entrata dall'estero via gasdotto è stabilito, infatti, in misura non superiore all'80 per cento di tale nuova capacità e per un periodo non superiore a 20 anni, per i soggetti utilizzatori che abbiano provveduto a sostenerne il costo.

Le forme con le quali i soggetti sostengono il costo delle nuove infrastrutture possono includere la sottoscrizione di contratti di trasporto di lungo periodo, con impegni di pagamento del tipo *ship or pay*, nell'ambito di strutture finanziarie riconducibili alla tecnica della finanza di progetto.

Per non ostacolare l'attuazione di tali strutture finanziarie, nelle quali assumono primaria rilevanza i flussi dei ricavi e la garanzia del loro effettivo prodursi, secondo un'articolazione temporale e territoriale a volte complessa, si ammette che le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di trasporto con tale nuova capacità siano negoziate tra l'impresa di trasporto che eroga il servizio e il titolare dell'accesso (lo sponsor delle nuove infrastrutture). Ai fini della trasparenza, dette condizioni devono essere pubblicate sul sito Internet dell'Autorità o nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia*.

L'accesso a condizioni non discriminatorie e trasparenti per la quota di nuova capacità che resta a disposizione di tutti gli utenti del servizio di trasporto è garantito dall'applicazione delle condizioni generali di accesso a tale servizio descritte negli altri articoli della delibera.

Il limite stabilito, ai fini del riconoscimento della priorità di accesso, dall'art. 11 del provvedimento, è pari alla capacità di 75 milioni di m^3 al giorno.

Le capacità di trasporto continue dall'estero, pubblicate dal Ministero delle attività produttive nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* per l'anno termico 2002-2003, per i punti di interconnessione con l'estero via gasdotto (rispetto alle quali sono state effettuate le valutazioni di incremento della capacità di trasporto), assommano a 224,9 milioni di m^3 al giorno, alle condizioni standard di temperatura e di pressione, equivalenti mediamente a 70 miliardi di m^3 all'anno (applicando un fattore di carico medio delle importazioni, come definito dal decreto ministeriale 9 maggio 2001, pari a 0,85) (Tav. 5.6).

TAV. 5.6 **CAPACITÀ DI TRASPORTO CONTINUE PER L'ANNO TERMICO 1 OTTOBRE 2002 – 30 SETTEMBRE 2003**

Valori in milioni di m^3 standard per giorno

PUNTO DI INTERCONNESSIONE	PUNTO DI CONSEGNA/RICONSEGNA	CAPACITÀ CONTINUA
Importazione dalla Russia(A)	Tarvisio	76,4
Importazione dal Nord Europa	Passo Gries	61,5
Importazione dal Nord Africa	Mazara del Vallo	87,0
Impianto di rigassificazione GNL	Panigaglia	10,0
Totale via gasdotto(B)		**224,9**
Totale via gasdotto e GNL(B)		**234,9**

(A) 64,9 milioni m^3 standard per giorno sino al 31 ottobre 2002.
(B) Non è considerata in questo contesto la capacità di trasporto in importazione dalla Slovenia presso il punto di Gorizia, in quanto ottenuta attraverso la riduzione del flusso fisico in uscita verso tale paese.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Con la realizzazione entro il 2015 di nuova capacità via gasdotto per 75 milioni di m^3 al giorno, si stima che la capacità di importazione annua venga incrementata mediamente di circa 23 miliardi di m^3. Con questo nuovo apporto, il sistema nazionale del gas disporrebbe, entro il 2015, di una capacità annua complessiva di approvvigionamento di circa 105 miliardi di m^3; essa sarebbe sufficiente sia a non porre vincolo al soddisfacimento in condizioni di concorrenza della domanda prevedibile per quell'anno, di circa 100 miliardi di m^3 (ottenuta per interpolazione delle stime disponibili per il 2010 e il 2020, nell'ipotesi di sviluppo medio del sistema economico), sia a mantenere sostanzialmente la medesima condizione anche fino al 2020 e oltre (Tavv. 5.4 e 5.5).

La differenziazione dei gasdotti dai terminali di GNL, specie sotto l'aspetto della loro efficacia nella diversificazione (anche dinamica) delle fonti di approvvigionamento, e l'incertezza dello scenario nel medio lungo periodo suggeriscono di non porre vincoli alla scelta fra l'uno o l'altro modo di approvvigionamento, oltre a quelli derivanti dalle normali considerazioni economiche. Il limite di nuova capacità, ai fini del riconoscimento dell'accesso prioritario, vale perciò disgiuntamente, per i nuovi gasdotti e per i nuovi terminali di GNL.

A completamento dello scenario di approvvigionamento, andrebbero considerati infine i contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi. Tuttavia, non è possibile stimarne l'entità relativamente all'anno 2010 e oltre, dato che essa dipende dalle dotazioni infrastrutturali e dalle condizioni di apertura a terzi che si affermeranno.

La delibera 19 dicembre 2002, n. 219

In base a quanto stabilisce l'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità è tenuta a fissare i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di trasporto in situazioni di normale esercizio, nonché gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento. Tale compito è stato assolto con la delibera n. 137/02, che ha definito le garanzie per il libero accesso al servizio di trasporto di gas naturale e le norme per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di trasporto.

Durante la fase di predisposizione del Codice, nel mese di agosto 2002, la società Snam Rete Gas S.p.A., esercente l'attività di trasporto di gas naturale, ha pubblicato nel proprio sito Internet un documento avente a oggetto la procedura di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2002-2003. Tale documento prevedeva (alla lettera B), n. 2), una clausola secondo la quale Snam Rete Gas non avrebbe assegnato capacità di trasporto ai richiedenti, già titolari di contratti di trasporto per l'anno termico 2001-2002, che non avessero provveduto, alla data di presentazione delle richieste di capacità, 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 il suddetto contratto di trasporto.

In seguito a tale pubblicazione da parte di Snam Rete Gas, sono pervenute all'Autorità segnalazioni di utenti che lamentavano l'illegittimità della clausola descritta, in quanto metodo per introdurre surrettiziamente un'ipotesi di rifiuto di accesso non prevista dal decreto legislativo n. 164/00.

L'esame condotto da parte degli uffici dell'Autorità ha confermato l'illegittimità della clausola, in quanto rappresentante un'ipotesi di rifiuto all'accesso al servizio di trasporto di gas naturale ulteriore rispetto a quelle tipizzate dal decreto legislativo n. 164/00; secondo quest'ultimo (art. 24, comma 2), infatti, "le imprese del gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie a imprese operanti nel settore in relazione a contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE".

Coerentemente con i poteri a essa attribuiti dalla legge istitutiva, l'Autorità ha ordinato a Snam Rete Gas la rimozione della clausola potenzialmente lesiva dei diritti degli utenti (con la delibera n. 219/02), entro il termine di 30 giorni dal ricevimento del provvedimento.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

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

Trasporto

Con le opere di potenziamento realizzate sul gasdotto di importazione dalla Russia nel corso del 2002 e sul tratto in corrispondenza di Passo Gries grazie all'entrata in esercizio della nuova centrale di compressione presso Masera, la capacità di trasporto relativa ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con i sistemi di trasporto esteri (nonché con il terminale di rigassificazione di Panigaglia) è stata incrementata del 10 per cento rispetto allo scorso anno.

È stato avviato tra l'altro il punto di importazione presso Gorizia, in precedenza adibito alla sola esportazione verso la Slovenia.

I valori delle capacità di trasporto per ciascun punto di ingresso sono calcolati, mediante verifiche idrauliche della rete di trasporto e tenendo conto degli scenari più gravosi di prelievo degli utenti previsti nel corso dell'anno termico, in modo da garantire il trasporto nel rispetto del buon funzionamento e della sicurezza del sistema.

Le richieste di capacità per l'importazione, pervenute durante la campagna di conferimento 2002-2003, hanno determinato la saturazione dei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti collegati alle dorsali di importazione provenienti dal Nord (importazioni dalla Norvegia e da paesi dell'Unione europea) e, in particolare, dal Nord Est (in massima parte importazioni dalla Russia e paesi extra Unione europea).

Per l'importazione dal Nord Africa rimane sostanzialmente una maggiore disponibilità, anche se la capacità di trasporto relativa al punto di ingresso di Mazara del Vallo è stata lievemente ridotta (di 1 milione di m^3) rispetto al 2002, in base a variazioni nelle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea.

Nel settore delle importazioni Eni è ancora l'impresa dominante, con oltre il 70 per cento della capacità conferita nei punti di ingresso sopra illustrati, ma diventa rilevante anche la presenza di nuovi operatori. Per l'anno termico 2002-2003 hanno complessivamente ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Oltre ai potenziamenti menzionati, quelli in programma maggiormente significativi sono relativi al nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, con punto di entrata nel sistema nazionale di gasdotti ubicato in Sicilia (Gela) e con una capacità di circa 8 miliardi di m^3 all'anno; il potenziamento del tratto del gasdotto di approvvigionamento dall'Algeria, che attraversa il territorio tunisino, per circa 6,5 miliardi di m^3 all'anno; il potenziamento del tratto austriaco del gasdotto di importazione dalla Russia, con punto di entrata a Tarvisio, per ulteriori 6,5 miliardi di m^3 all'anno. Esiste infine un ulteriore progetto per un nuovo gasdot-

TAV. 5.7 **CONFERIMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

Milioni di m³ standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2002-2003

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	61,5	55,2	6,3	90
Tarvisio	76,4	76,4	0	100
Panigaglia (GNL)	10,0	10,0	0	100
Mazara Del Vallo	87,0	75,9	11,1	87
Gorizia	0,7	0,7	0	100
Totale	**235,6**	**218,2**	**17,4**	**92**

Fonte: Ministero delle attività produttive e comunicazioni di Snam Rete Gas.

to di importazione dall'Algeria attraverso la Sardegna, per il quale sta per essere avviato lo studio di fattibilità e per il quale è prevista dalla legge 12 dicembre 2002, n. 273, la possibilità di un finanziamento a carico dello Stato.

Stoccaggio

Nel corso del 2002 sono stati notevoli gli incrementi di capacità, in termini di *working gas* disponibile per il servizio di modulazione, effettuati dalla Stogit nell'ambito dell'ottimizzazione delle capacità dei campi gestiti in maniera coordinata e integrata, prescritta dal decreto legislativo n. 164/00.

Infatti, anche a seguito delle sollecitazioni da parte dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive allo scopo di risolvere il problema dell'accesso al servizio di stoccaggio di modulazione, per il quale le richieste presentate nell'aprile del 2002 erano state di gran lunga superiori alla capacità offerta, Stogit ha effettuato una revisione tecnica di tutti i propri campi, individuando le soluzioni per aumentare i volumi della riserva attiva (*working gas*), indicate di seguito.

Nel giugno 2002, mediante una operazione di riempimento tecnicamente ottimizzata in alcuni livelli stratigrafici della Concessione Fiume Treste (stoccaggio di San Salvo, in Abruzzo), la società è stata in grado di mettere a disposizione un volume aggiuntivo di 200 milioni di m³ standard di *working gas* per il ciclo di ricostituzione 2002. A questo proposito è opportuno ricordare che per tali livelli, nel marzo 2000, il Ministero delle attività produttive aveva autorizzato il raggiungimento della pressione statica iniziale di giacimento, sino ad allora limitata al 90 per cento. A partire dal ciclo di ricostituzione successivo, si era quindi iniziato a incrementare il volume di *stock* per conseguire l'obiettivo della pressione massima, che si pensava essere stata raggiunta alla fine della

campagna di invaso del 2001. In realtà, sulla base delle indicazioni della campagna di iniezione erogazione 2001-2002, è risultato invece che i tempi di stabilizzazione delle pressioni in giacimento, dovuti alla sua configurazione geologica, sono più lunghi di quanto originariamente stimato. Ciò ha consentito di poter considerare operativamente possibile l'incremento indicato.

Ancora, nel luglio del 2002, a seguito dell'autorizzazione del Ministero delle attività produttive, è stato adibito a stoccaggio un nuovo livello della concessione di Settala in Lombardia. Inoltre, su un altro livello del medesimo giacimento, per la prima volta in Italia è stato condotto uno studio di fattibilità, in collaborazione con il Dipartimento di georisorse e territorio del Politecnico di Torino, per il superamento in iniezione della pressione originaria del giacimento[1], pratica già esistente in altri paesi. La modellizzazione numerica degli sforzi indotti nelle rocce che costituiscono la base e la copertura del giacimento, e la simulazione del comportamento dinamico del giacimento nelle fasi di iniezione erogazione hanno rivelato che esistono ampie condizioni di sicurezza per l'effettuazione di un programma di stoccaggio con pressioni superiori a quella originaria. Il Ministero delle attività produttive, valutati i risultati ottenuti dallo studio di Settala, ha approvato in via sperimentale il superamento della pressione massima di gestione del livello sino al 107 per cento della pressione originaria di giacimento. Con tale incremento della pressione di iniezione, pari al 7 per cento rispetto alla pressione originaria di giacimento, si è potuta rendere disponibile per il sistema nazionale del gas una significativa quota di spazio di *working gas* ulteriore (oltre 400 milioni di m^3 standard) senza modificare i pozzi e le infrastrutture di superficie attualmente installate.

Questo progetto, condotto a termine con successo, costituisce un esempio efficiente di potenziamento del complesso degli stoccaggi in Italia anche per quanto riguarda le caratteristiche di erogabilità, l'ottimizzazione della gestione e le modalità di ricostituzione per nuovi giacimenti da convertire in stoccaggio (con la riduzione dei tempi di prima ricostituzione). Si ricorda a tal proposito che è in fase conclusiva la procedura di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi giacimenti selezionati dal Ministero delle attività produttive per la conversione a stoccaggio (l'elenco di tali concessioni è stato pubblicato dal Ministero delle attività produttive sul *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* del 31 ottobre 2001).

---

1 Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 luglio 1975, recante *Disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi*, stabiliva che la pressione massima raggiungibile con lo stoccaggio non deve essere superiore al 100 per cento della pressione originaria del giacimento, sebbene non tutti i campi ancora nel 2002 fossero eserciti a tale pressione.

TAV. 5.8 **PROGETTI PER NUOVI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA**

SOCIETÀ	UBICAZIONE TERMINALE	CAPACITÀ G(Sm³)/a	STATO ATTUALE DEL PROGETTO
Edison Gas	*Offshore* Adriatico	4,6 ÷ 6	autorizzato
Edison Gas	Rosignano (Toscana)	3	in istruttoria
Enel	Taranto (Puglia)	5 ÷ 8,9	in istruttoria
Enel	Vado Ligure (Liguria)	5 ÷ 9	in istruttoria
Enel	Muggia (Friuli)	5 ÷ 9	in istruttoria
BG Italia	Brindisi (Puglia)	4 ÷ 12	autorizzato
LNG Terminal	Lamezia Terme (Calabria)	6 ÷ 10	parere negativo della Regione – presentato nuovo progetto per il Comune di S. Ferdinando da 6 ÷ 12 G(Sm³)/a
LNG Terminal	Corigliano Calabro (Calabria)	8	parere negativo della Regione
Petrolifera Gioia Tauro	Gioia Tauro (Calabria)	4,2 ÷ 8	in istruttoria
Offshore Lng Toscana	*Offshore* Livorno	3 ÷ 6	in istruttoria

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Infine, negli ultimi giorni di agosto, cioè ancora durante la fase di iniezione, a seguito sia degli interventi effettuati sul campo di Ripalta per incrementare la pressione sino al valore originario, sia del conseguimento delle relative autorizzazioni all'esercizio da parte delle Autorità competenti, Stogit ha ottenuto un ulteriore incremento, pari a circa 150 milioni di m³ standard.

Gli incrementi descritti hanno permesso di esaudire la richiesta di stoccaggio di modulazione per clienti del settore civile relativamente alle necessità per l'inverno mediamente rigido e, in parte, per il periodo invernale rigido con frequenza ventennale, che non era stato possibile soddisfare in prima battuta ad aprile.

Per il prossimo anno termico 2003-2004, considerando fissa la quota riservata allo stoccaggio strategico, pari a 5100 milioni di m³ standard, stabilita dal Ministero delle attività produttive, i valori per lo spazio e la disponibilità di punta del complesso degli stoccaggi nazionale disponibili per il servizio di modulazione ciclica e minerario sono rispettivamente pari a circa 7,3 miliardi di m³ standard e circa 205 milioni di m³ standard giornalieri.

Terminali GNL

Dei progetti presentati per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, riassunti nella tavola 5.8 a eccezione del progetto di Edison Gas S.p.A. di Rovigo (*offshore* adriatico), autorizzato già nel 2000[2], sino a oggi solo

uno, il progetto di British Gas Italia S.p.A., ha ottenuto dopo un lungo e complesso iter le necessarie autorizzazioni, e cioè:

- il decreto autorizzativo del Ministero delle attività produttive del 21 gennaio 2003;
- l'accordo sostitutivo di concessione, dall'autorità portuale, del 21 gennaio 2003.

Il terminale, con una capacità prevista di 8 miliardi di m^3 standard, dovrebbe essere realizzato a Brindisi entro il 2007.

Altre attività connesse alla rete di trasporto

Nel corso del 2002 altre due vicende hanno riguardato il sistema di trasporto nazionale, richiedendo in un caso anche un intervento, solo di tipo consultivo, da parte dell'Autorità: si tratta del gasdotto Transmed e della tassa ambientale sui gasdotti introdotta dalla Regione Sicilia.

L'art. 30 della legge n. 273/02, recante *Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza* (si tratta di uno dei collegati alla legge finanziaria del 2003), ha stabilito che, a decorrere dall'anno 2002-2003, le tariffe di trasporto sulla rete nazionale dei gasdotti, determinate ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, non si applicano alla parte dei gasdotti sottomarini, di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione europea, che ricade entro il mare territoriale italiano. È questo il caso del gasdotto appartenente alla società Transmediterranean Pipeline Co. Ltd., ubicato nell'*offshore* siciliano. Più precisamente, il Governo ha demandato le modalità di applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, vincolandole comunque al rispetto della Direttiva 98/30/CE. Il secondo comma del medesimo articolo ha inoltre autorizzato le imprese di trasporto operanti nel territorio nazionale a realizzare le eventuali compensazioni tra i soggetti interessati per i pagamenti effettuati nell'anno termico 2001-2002.

---

2 Il progetto ha già ricevuto tutte le autorizzazioni rilevanti a livello nazionale e locale. In particolare:
- lo Studio di impatto ambientale è stato approvato dalla Regione Veneto nell'agosto del 1999;
- il Ministero dell'ambiente ha concesso il VIA (Valutazione d'impatto ambientale) nel dicembre del 1999;
- l'autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato è stata rilasciata nel luglio del 2000;
- il progetto è parte qualificante del Documento d'intesa Edison – Regione Veneto firmato nel marzo del 2000.

La tassa sul gasdotto regionale istituita dalla Regione Sicilia

Con la legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, recante *Disposizioni programmatiche e finanziarie per l'anno 2002*, la Regione Sicilia ha istituito un tributo ambientale "allo scopo di finanziare investimenti finalizzati a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte installate sul territorio della regione siciliana". Secondo questa legge il gettito del tributo "è destinato a finanziare iniziative volte alla salvaguardia, alla tutela e al miglioramento della qualità dell'ambiente con particolare riguardo alle aree interessate dalla presenza delle condotte".

Il presupposto dell'imposizione è dato dalla presenza, sul territorio regionale, di gasdotti classificabili di prima specie, ai sensi del decreto ministeriale 24 novembre 1984, ossia di gasdotti, principalmente di interconnessione con i sistemi di importazione dal Nord Africa, eserciti a pressioni medio alte (superiori a 24 bar). L'imposta approvata dal governo della Regione Sicilia è un'imposta sulla proprietà dei metanodotti. Il presupposto della tassa siciliana è infatti la proprietà dei metanodotti (art. 6, comma 3, della legge regionale n. 2/02).

Il tributo siciliano è un'imposta in somma fissa, poiché è commisurata al volume dei metanodotti e non al flusso di energia in essi trasportata. Come tale, pertanto, è difficilmente qualificabile come imposta ambientale, dal momento che quest'ultima dovrebbe essere un'imposta sulla quantità di energia (come le accise). Infatti, accrescendo il costo di ogni unità di energia, essa dovrebbe influire sui costi marginali di produzione e quindi anche sul prezzo finale pagato dal consumatore, stimolando un minor uso dell'energia e, di conseguenza, un minor inquinamento. Il tributo invece, proprio perché strutturato quale imposta in somma fissa, non dipende dalla quantità di energia trasportata e quindi non induce un minor consumo di metano; l'unico risultato che ottiene è quello di aumentare i costi fissi dell'impresa, a parità di quantità di gas trasportate.

Nell'esercizio delle proprie funzioni consultive (vedi anche Capitolo 7), l'Autorità ha inviato diverse segnalazioni su tale tributo: al Governo, alla Commissione europea, al Presidente del Senato della Repubblica, al Presidente della Camera dei deputati e al Presidente del Consiglio dei ministri.

Con la delibera 23 maggio 2002, n. 96, l'Autorità ha segnalato al Governo che le disposizioni della legge della Regione Sicilia n. 2/02 presentano profili di illegittimità tali da determinare gravi impedimenti alla realizzazione degli obiettivi di liberalizzazione e apertura del mercato interno del gas naturale, nazionale ed europeo, nonché potenziali rilevanti ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

In particolare, secondo l'Autorità, il tributo comporta un ostacolo alla libera circolazione di merci tra le Regioni e tra gli Stati membri dell'Unione europea, e pertanto si configura come un dazio. La giurisprudenza della Corte costituzionale ha più volte affermato il principio dell'irrilevanza della forma della

limitazione, dovendosi ritenere incostituzionale qualunque provvedimento che induca in qualsiasi modo ostacoli alla libera circolazione tra le Regioni. Se il tributo fosse legittimo dovrebbe trovare riconoscimento in tariffa. L'eventuale riconoscimento nella tariffa di trasporto del gas (che grava oggi per circa il 15 per cento sul costo finale del servizio comprese le tasse) dell'onere derivante per l'impresa dall'imposizione regionale determinerebbe aumenti dei corrispettivi previsti sui punti di entrata e di uscita dalla rete. L'Autorità ha segnalato inoltre che, a fronte di tali aumenti del costo delle importazioni dall'Algeria, si potrebbe scatenare una rincorsa di aumenti anche per il gas di altre provenienze, con evidenti conseguenze negative per il livello dei prezzi nell'intero paese. Il tributo determina anche un aumento degli oneri complessivi per la realizzazione di nuove infrastrutture nella regione Sicilia, pregiudicando da un lato lo sviluppo di nuovi investimenti nella regione, dall'altro la realizzazione delle iniziative già programmate per nuove importazioni di gas.

Il 20 giugno 2002, con la delibera n. 112, L'Autorità ha trasmesso al Presidente della Commissione europea una nota nella quale ha ritenuto necessario illustrare gli effetti che possono aversi sul mercato nazionale ed europeo del gas naturale dall'applicazione delle disposizioni della legge regionale n. 2/02, affinché la Commissione avvii tempestivamente le iniziative ritenute più opportune.

Nella medesima data, l'Autorità ha trasmesso al Presidente del Senato, al Presidente della Camera osservazioni e proposte concernenti le disposizioni della legge della Regione Sicilia n. 2/02, e al Presidente del Consiglio dei ministri il documento (delibera 20 giugno 2002, n. 113).

Come si vedrà meglio di seguito, contro questo tributo Snam Rete Gas ha presentato ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) della Lombardia, il quale lo ha ritenuto in contrasto con l'ordinamento comunitario e, quindi, non rilevante ai fini tariffari, riconoscendo la validità degli argomenti dell'Autorità. A partire dal mese di dicembre 2002, Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti del tributo.

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

Nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 l'attività di regolazione economica da parte dell'Autorità ha riguardato l'aggiornamento delle tariffe di trasporto, stoccaggio e rigassificazione; nell'ambito della regolazione tecnica, l'attività è stata invece dedicata al completamento del quadro normativo del trasporto, con la definizione dei Codici di rete. Nell'ambito di tali attività l'Autorità si è avvalsa di una serie di tavoli tecnici per discutere degli argomenti più controversi, tavoli ai quali hanno preso parte il Ministero delle attività produttive e gli operatori del settore.

L'aggiornamento del quadro tariffario è avvenuto: per il trasporto con le delibere 26 giugno 2002, n. 120, e 25 luglio 2002, n. 146; per l'utilizzo dei terminali di rigassificazione con la delibera 2 luglio 2002, n. 128. Le tariffe di stoccaggio, attualmente in vigore e valide sino al 2006, sono state definite con la delibera 26 marzo 2002, n. 49, descritta in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Delibera n. 120/02: rigetto delle tariffe di Snam Rete Gas

Ai sensi dell'art. 12 della delibera 30 maggio 2001, n. 120, che ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e per l'utilizzo dei terminali di GNL, nel marzo 2002 Snam Rete Gas ha presentato all'Autorità la proposta tariffaria per l'anno termico 2002-2003.

Nella proposta Snam Rete Gas chiedeva il riconoscimento in tariffa del tributo ambientale imposto dalla legge della Regione Sicilia n. 2/02, sotto forma del parametro Y previsto dalla delibera n. 120/01. Il termine Y è uno dei parametri che, in sede di aggiornamento annuale, consente di inserire nel calcolo dei ricavi di riferimento per la definizione della tariffa i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo.

Ritenendo non applicabile il tributo disposto dalla Regione Sicilia perché in contrasto con normative europee direttamente applicabili a livello nazionale (come si è visto in dettaglio al paragrafo precedente), con la delibera n. 120/02 l'Autorità non ha approvato le proposte presentate da Snam Rete Gas e ha invitato la società a proporne di nuove, definite senza considerare gli effetti della legge della Regione siciliana. L'Autorità ha comunque autorizzato Snam Rete Gas a inserire nei contratti con i propri clienti clausole volte a garantire una rapida definizione di conguagli a suo favore ove, nell'accertamento definitivo, il tributo fosse risultato effettivamente dovuto.

Contro questa delibera, che ha respinto le tariffe calcolate da Snam Rete Gas includendo il riconoscimento in tariffa del tributo ambientale siciliano, la società ha presentato ricorso presso il TAR della Lombardia.

Delibera n. 146/02: approvazione tariffe di trasporto

Nel mese di luglio, con delibera n. 146/02, l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale per l'anno termico 2002-2003, riformulate da Snam Rete Gas nelle due ipotesi di esclusione e di accoglimento del tributo ambientale sui gasdotti istituito dalla Regione Sicilia.

Le nuove tariffe (Tav. 5.9), in vigore dall'ottobre 2002 all'ottobre 2003, presentano una riduzione complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell'anno termico 2001-2002, per effetto dell'aumento dei volumi di gas trasportato e del *price cap*. Rispetto allo scorso anno termico, i corrispettivi di

TAV. 5.9 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO**

Anno termico 2002/2003; tariffe in assenza di debenza del tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia n. 2/02

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)				
CV	0,173371			
CV^P	0,003955			
Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/a/Sm^3)/g)				
CPe		**CPu**		
Mazara del Vallo	2,731958	Friuli - Venezia Giulia	A	0,767583
Passo Gries	0,301757	Trentino Alto Adige- Veneto	B	0,822427
Tarvisio	0,711128	Lombardia Orientale	C	0,959557
Panigaglia	0,595533	Lombardia Occidentale	D	1,060067
Nord Occidentale	0,077469	Nord Piemonte	E1	1,278973
Nord Orientale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	1,060067
Rubicone	0,112715	Emilia e Liguria	F	0,822427
Falconara	0,476509	Basso Veneto	G	0,756084
Pineto	0,698533	Toscana e Lazio	H	0,669824
San Salvo	0,517729	Romagna	I	0,584786
Candela	0,614680	Umbria e Marche	L	0,432183
Monte Alpi	0,862638	Marche e Abruzzo	M	0,521080
Crotone	1,885737	Lazio	N	0,583876
Gagliano	2,020059	Basilicata e Puglia	O	0,625054
		Campania	P	0,409057
Stoccaggi Eni – Divisione Agip / Edison Gas	0,161823	Calabria	Q	0,387413
		Sicilia	R	0,149773
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (€/a/Sm^3/g)				
Rete Gas Italia				1,249947
Edison Gas e SGM				1,638625
CORRISPETTIVO FISSO CF(A)		1° livello	2° livello	3° livello
Rete Gas Italia (€/a)		3 120,3909	7 801,0276	17 693,5942
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)		5 219,9858	2 156,2891	31,2170

(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.

capacità sulla rete nazionale risultano più bassi in media del 4 per cento nei punti di entrata e del 14 per cento nei punti di uscita, mentre quelli sulla rete regionale risultano inferiori del 7 per cento circa; viceversa i corrispettivi fissi sono aumentati dello 0,7 per cento.

È da evidenziare che sulla tariffa di trasporto di gas naturale pende comunque l'accertamento della effettiva debenza da parte di Snam Rete Gas del tributo regionale siciliano. La delibera n. 146/02 prevede che qualora fosse accertata la legittimità del tributo regionale, il suo riconoscimento in tariffa sarà automatico e retroattivo. A tal fine l'Autorità ha reso disponibili agli operatori interessati al trasporto del gas, oltre ai valori tariffari entrati in vigore l'1 ottobre 2002, anche quelli che dovranno essere applicati in caso di conferma di legittimità.

A gennaio 2003 il TAR della Lombardia ha reso nota la sentenza[3] con la quale ha respinto la domanda di Snam Rete Gas di annullare la delibera dell'Autorità n. 120/02, dichiarando, in via incidentale, l'incompatibilità del tributo ambientale della Regione Sicilia sui gasdotti con l'ordinamento comunitario.

Delibera n. 128/02: tariffa di rigassificazione

Nel luglio 2002 l'Autorità, con delibera n. 128/02, ha approvato le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2002-2003 (Tav. 5.10). Le nuove tariffe, in vigore a partire dall'1 ottobre 2002, presentano un aumento complessivo medio dello 0,8 per cento rispetto alle tariffe dell'anno termico 2001-2002, valide fino al 30 settembre 2002.

TAV. 5.10 **TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA S.P.A.**

Anno termico 2002-2003

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m³ liquido	3,609349
associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	17 007,119989
variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati: CVL CVLP	 €/GJ €/GJ	 0,064737 0,001250
Perdite	per m³ rigassificato	2%

3 Sentenza del 24 gennaio 2003, n. 130.

Modifica della tariffa di stoccaggio di Stogit per l'anno 2003: la delibera 13 marzo 2003, n. 21

Lo scorso marzo l'Autorità (con delibera n. 21/03) ha disposto una modifica della tariffa di stoccaggio applicata dalla Stogit per l'anno 2003, definendo una componente addizionale a tale tariffa da versare da parte degli utenti del servizio di stoccaggio di modulazione ciclica, in proporzione al numero dei clienti finali direttamente o indirettamente da loro forniti tramite le reti di distribuzione. Un breve *excursus* è utile per comprendere la ragione di tale componente addizionale.

Nel 1991, in concomitanza con l'adeguamento da parte del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) della quota fissa della materia prima utilizzata per il calcolo delle tariffe per il mercato civile, Snam aveva stipulato con un primario istituto assicurativo un contratto di assicurazione per gli utenti del settore civile (precisamente la Polizza di assicurazione responsabilità civile incendio infortuni – Utenti civili gas metano), con decorrenza dallo stesso anno.

I soggetti beneficiari della copertura prestata dal contratto di assicurazione sono su tutto il territorio nazionale "le persone che - siano o meno intestatarie del contratto di fornitura - usano anche occasionalmente gas metano o da esso derivato fornito tramite reti di distribuzione urbana, in relazione all'utilizzo di un impianto interno a valle del punto contrattuale di consegna da parte del fornitore", ad esclusione delle "seguenti utenze allacciate alle reti di distribuzione urbana:

- consumatori industriali e complessi ospedalieri con prelievo annuo superiore rispettivamente a 200 000 e 300 000 m^3 annui;
- consumatori di metano per autotrazione".

Nel 2002, in conseguenza della riorganizzazione societaria, Eni è succeduta nella posizione contrattuale della Snam e ha concordato proroghe della scadenza della copertura assicurativa sino al 31 dicembre 2003. All'inizio del 2003 Eni ha trasferito l'assicurazione a Stogit.

In base al prospetto presentato all'Autorità da quest'ultima, gli oneri complessivi derivanti dal trasferimento dell'assicurazione alla Stogit, riferiti a 17 milioni di clienti finali, sono quantificabili complessivamente in 6,5 milioni di euro, pari al costo di circa 38 c€ per cliente finale.

Tali oneri si aggiungono ai costi sostenuti dalla società per l'erogazione del servizio di stoccaggio per l'anno 2003. Di conseguenza, essendo la struttura tariffaria basata sui costi, l'Autorità ha disposto la modifica della relativa tariffa di stoccaggio, riconoscendo a Stogit il costo aggiuntivo derivante da tale assicurazione.

Regolazione dell'accesso alla rete di trasporto: la delibera n. 137/02.

In merito all'attività di regolazione tecnica di trasporto e dispacciamento, con la delibera n. 137/02, l'Autorità ha stabilito i criteri atti a consentire il libero accesso alle infrastrutture di trasporto e gli obblighi per le imprese che svolgono tale attività, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00. Il provvedimento contiene regole immediatamente integrabili nei contratti esistenti e norme per la definizione del Codice di rete delle imprese di trasporto. In tal senso, è servita l'esperienza di un anno di applicazione della delibera n. 120/01 sulle tariffe, che conteneva, in via transitoria, alcune indicazioni urgenti in materia di accesso al servizio di trasporto, in particolare sui temi delicati del conferimento di capacità e del bilanciamento; così come sono servite l'esperienza del gruppo di lavoro informale e le indicazioni tratte dall'incontro e dal confronto tra l'Autorità e il Ministero delle attività produttive, le imprese di trasporto, di stoccaggio e gli utenti, sui temi del bilanciamento e della pubblicazione dei dati (argomento trattato più oltre).

Il provvedimento si compone di due parti principali. La prima, relativa propriamente all'accesso, regola sostanzialmente gli obblighi per le parti tramite i quali è disciplinata la fase precontrattuale, che si conclude con la sottoscrizione del contratto di trasporto tra utente e impresa di trasporto. La seconda riguarda l'erogazione del servizio di trasporto, secondo i termini dei singoli rapporti contrattuali.

A seguito dell'emanazione della delibera n. 137/02 da parte dell'Autorità, alcune società utenti del servizio di trasporto, che svolgono attività di importazione e *trading* di gas naturale, precisamente Dalmine Energie S.p.A., Edison Gas, Energia, Eni divisione Gas & Power S.p.A., Plurigas, e l'impresa di trasporto Snam Rete Gas hanno presentato ricorso al TAR della Lombardia per l'annullamento di alcune parti della delibera. I temi contestati riguardano principalmente la procedura di conferimento di capacità presso i punti di importazione, in particolare l'ordine di priorità stabilito per l'accesso (in relazione alla data di sottoscrizione del contratto e alla durata dello stesso) e le modalità di ripartizione della capacità in caso di congestione, la durata del conferimento, nonché il conferimento prioritario per le nuove strutture di importazione. In merito al primo ricorso, presentato da Dalmine Energie nell'agosto 2002, il TAR della Lombardia ha respinto la relativa richiesta di sospensione dell'esecuzione della delibera, giudicando non sussistenti gli estremi per tale richiesta. Per quanto riguarda lo stato degli altri ricorsi, presentati nel novembre 2002, sono tuttora pendenti presso il TAR in attesa di giudizio.

Delibera n. 137/02: obblighi informativi

Per consentire l'accesso a nuovi entranti bisogna che questi possano anzitutto accedere alle informazioni sino a ora detenute dal solo *incumbent*. L'Autorità ha pertanto posto in capo alle imprese di trasporto obblighi informativi:

- a beneficio degli utenti del servizio, in modo da attenuare l'asimmetria informativa che attualmente svantaggia i nuovi entranti;
- nei confronti dell'Autorità, ai fini dell'esercizio dei compiti di monitoraggio e vigilanza di quest'ultima.

A titolo di esempio, tra le informazioni che le imprese di trasporto devono comunicare all'Autorità sono comprese tutte quelle che riguardano l'importazione. In tal senso, e solo per questo tema, l'Autorità richiede informazioni e dati anche a soggetti diversi dalle imprese di trasporto, quali quelli che esercitano l'attività di importazione.

Delibera n. 137/02: conferimento di capacità

Uno degli aspetti più importanti e delicati nella disciplina della regolazione dell'accesso alle infrastrutture di trasporto del gas naturale è il conferimento di capacità di trasporto, in particolare delle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero, punti nevralgici del sistema, dove di fatto si verificano episodi di congestione. Il conferimento è l'esito del processo mediante il quale viene individuata (e quindi attribuita) la quantità massima di gas che ciascun utente può immettere o prelevare dalla rete in termini di volume giornaliero. L'Autorità ha predisposto i criteri con i quali sono definite le modalità per il conferimento della capacità di trasporto tenendo conto della specificità della situazione dell'approvvigionamento del sistema nazionale del gas e della sua elevata dipendenza da fonti anche esterne all'Unione europea, con forniture, regolate in massima parte da contratti pluriennali di tipo *take or pay*, che prevedono sia impegni di pagamento annuali, indipendenti dalle quantità di gas effettivamente ritirate, sia una certa flessibilità di ritiro nel corso dell'anno.
È necessario ricordare a tal proposito che il decreto legislativo n. 164/00 prevede una specifica tutela dei contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE; indicazione confermata anche dai successivi Documenti di programmazione economica e finanziaria, rispettivamente per il 2002-2006 e 2003-2007, quest'ultimo recentemente approvato dal Consiglio dei ministri. Le modalità di conferimento devono pertanto rispondere alla duplice esigenza di tutelare in misura ragionevole i vecchi contratti di importazione e di favorire la promozione della concorrenza, permettendo a nuovi operatori di entrare nel mercato.
È stato stabilito che il conferimento avvenga su base annuale per tutti i punti

della rete nazionale, a eccezione di quelli di entrata interconnessi con l'estero, ove si mantiene la cadenza annuale di conferimento, ma con un anticipo di 2 anni e con la possibilità di estendere il conferimento alla durata di 5 anni per i titolari di contratti di importazione pluriennali. Tale possibilità corrisponde all'esigenza di non penalizzare questa forma di approvvigionamento che, con la durata annuale, resterebbe esposta all'alea della congestione in entrata e non potrebbe ragionevolmente essere praticata. La durata quinquennale consente cioè di superare questo ostacolo, tenuto anche conto delle possibilità di rinegoziazione periodica dei contratti di approvvigionamento e di trasporto all'estero verso l'Italia.
L'anticipo di 2 anni soddisfa invece l'esigenza di lasciare un tempo sufficiente per intraprendere azioni di risposta a un'eventuale congestione in entrata: da parte dell'impresa di trasporto, con l'accelerazione della realizzazione di potenziamenti; da parte degli utenti, con l'offerta di sostenere il costo dei potenziamenti o con la rinegoziazione dei loro contratti di approvvigionamento e di trasporto all'estero, verso l'Italia. L'anticipo, inoltre, offre: all'impresa di trasporto maggiore certezza sui ricavi (e quindi sull'equilibrio economico e finanziario degli investimenti) e ai titolari di contratti di approvvigionamento pluriennali una precedenza rispetto ai titolari di contratti annuali.
L'Autorità ha stabilito un ordine di priorità per l'accesso ai punti di entrata della rete di trasporto interconnessi con l'estero, anche in considerazione degli episodi di congestione verificatisi in alcuni di essi durante i conferimenti per l'anno termico 2001-2002. In base a tale ordine, hanno diritto di accesso:

- in primo luogo, i soggetti titolari di contratti di importazione di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, per la quantità media giornaliera prevista dal contratto;
- in secondo luogo, i titolari di contratti di importazione pluriennali "post direttiva";
- ove residui dal conferimento pluriennale, i soggetti sopra menzionati hanno accesso al conferimento di capacità annuale, concorrendovi insieme ai soggetti titolari di contratti di importazione di durata non superiore all'anno, per la cosiddetta flessibilità di ritiro giornaliero oltre la quantità media giornaliera, ove prevista nei contratti di importazione; si tratta di un quantitativo di gas prelevato giornalmente che il vincolo contrattuale massimo annuale rende generalmente sostenibile solo entro una scala temporale limitata e che serve anche alla gestione delle opportunità commerciali collegate alla variabilità del prezzo di acquisto.

Strumenti per scoraggiare eventuali fenomeni di accaparramento di capacità sono la previsione di una garanzia finanziaria, a copertura delle obbligazioni con-

seguenti al conferimento stesso (che è distinta dalla garanzia a copertura delle obbligazioni derivanti dalla conseguente erogazione del servizio), l'applicazione del principio *use it or lose it*, riconosciuto anche in sede di coordinamento europeo (Forum di Madrid), e il trasferimento della relativa capacità da un utente all'altro, nel caso in cui il cliente finale cambi il proprio fornitore di gas naturale.

Delibera n. 137/02: erogazione del servizio

L'Autorità ha definito le condizioni minime per l'esecuzione dei contratti di trasporto, riguardanti propriamente l'erogazione del servizio, ossia le fasi di prenotazione e assegnazione delle capacità di trasporto, il bilanciamento commerciale e la tutela dei contraenti in relazione alla risoluzione di controversie relative al contratto di trasporto. Eccetto che per le norme in materia di bilanciamento e di corrispettivi di bilanciamento, fissate ai sensi dell'art. 18, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, per l'erogazione del servizio di trasporto l'Autorità ha stabilito norme che si configurano sostanzialmente come principi di carattere generale, lasciando in tale ambito una maggiore autonomia alle imprese di trasporto.

Il provvedimento prevede che l'impresa di trasporto sia tenuta a svolgere l'attività di dispacciamento nel rispetto di quanto indicato dall'Autorità in merito alle prenotazioni e alla programmazione delle consegne e delle riconsegne del gas degli utenti. Le prenotazioni effettuate dagli utenti non devono eccedere le capacità loro conferite.

Considerando gli elementi emersi nel corso dell'attività del gruppo di lavoro, l'Autorità ha previsto inoltre la possibilità di cessione o di scambio delle capacità conferite tra gli utenti, nonché del gas entrato in rete, tenendone conto ai fini del bilanciamento; ciò nell'intento di realizzare un *National Balancing Point* formato dall'intera rete nazionale di gasdotti, sull'esempio inglese.

Delibera n. 137/02: bilanciamento

Ai sensi dell'art. 8, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, le imprese di trasporto devono governare i flussi di gas naturale e i servizi accessori, compresa la modulazione, necessari al funzionamento del sistema; esse hanno pertanto l'obbligo di assicurare il bilanciamento fisico della rete di trasporto. Poiché tuttavia le imprese di trasporto non sono proprietarie del gas trasportato e non hanno il controllo delle quantità di gas rese disponibili o prelevate dagli utenti, gli utenti della rete sono responsabili delle situazioni in cui i propri prelievi non siano equilibrati con le proprie immissioni (cosiddetto bilanciamento commerciale).

L'Autorità ha stabilito i corrispettivi che l'utente versa in caso di proprio sbilanciamento, stabilendo delle soglie di tolleranza abbastanza ampie, in modo da facilitare le imprese nuove entranti.

Delibera n. 137/02: Codici di rete

I principi, i criteri e gli obblighi appena descritti devono confluire nei Codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto, previa consultazione aperta a tutti i soggetti coinvolti. Nella strutturazione dei Codici definita dall'Autorità (e già proposta nel relativo Documento per la consultazione), la materia è organizzata in modo da rendere i Codici uniformi per quanto concerne il contenuto, l'organizzazione, la terminologia e la simbologia adottata. Anche al fine della verifica di conformità dei Codici di rete redatti dalle imprese di trasporto ai criteri fissati dall'Autorità, è stato previsto un indice minimo di argomenti che il Codice deve trattare; tali argomenti sono organizzati in sezioni e capitoli.

Le sezioni riguardano: l'informazione, l'accesso e l'erogazione del servizio, la qualità del servizio, la programmazione, l'amministrazione, le emergenze e la procedura di aggiornamento del Codice stesso.

La sezione *Informazione* comprende la descrizione del contesto normativo, delle caratteristiche del sistema di trasporto, dei servizi offerti dall'impresa di trasporto e delle caratteristiche dei sistemi per lo scambio di dati e informazioni tra l'impresa di trasporto e gli utenti. In linea con il provvedimento, nella struttura del Codice si è mantenuta distinta la fase dell'accesso al servizio di trasporto da quella di erogazione del servizio medesimo: a ognuna delle due fasi è dedicata una sezione.

La sezione *Accesso* comprende la descrizione delle fasi dell'accesso al servizio, dai requisiti legali richiesti all'utente, alla procedura del conferimento, ai requisiti tecnici di accesso al servizio (per esempio, è descritta la procedura di allacciamento alla rete), nonché alla descrizione della gestione dei punti di consegna e di riconsegna.

La sezione relativa all'*Erogazione del servizio* di trasporto descrive gli iter della prenotazione, dell'assegnazione e della riassegnazione della capacità, nonché degli scambi e delle cessioni di capacità; la sezione comprende le regole del bilanciamento e le modalità di misura della quantità e della qualità del gas consegnato e riconsegnato.

La sezione *Qualità del servizio* riguarda la descrizione dei parametri di qualità tecnica e commerciale del servizio.

La sezione *Programmazione* riguarda la programmazione delle manutenzioni e le modalità di comunicazione agli utenti degli interventi di manutenzione; la sezione comprende anche l'insieme delle procedure adottate dall'impresa per il coordinamento con le imprese che gestiscono le altre attività della filiera del gas.

La sezione *Amministrazione* descrive le modalità di fatturazione; richiama le responsabilità e gli obblighi di natura fiscale e doganale in capo alle parti previsti dalla normativa vigente; descrive inoltre le modalità di risoluzione di eventuali controversie tra le parti relative all'interpretazione e all'applicazione del contratto di trasporto.

Nella sezione *Emergenza*, sono descritte le procedure che l'impresa di trasporto, gli utenti e i loro clienti devono osservare all'insorgere di situazioni di emergenza (nonché al cessare di tali situazioni).
Infine, nella sezione *Aggiornamento del Codice di rete*, l'impresa di trasporto redige una propria procedura di aggiornamento del Codice di rete, che preveda la consultazione con la generalità degli utenti e dei soggetti interessati.

Gruppo di lavoro

Nel novembre del 2001 l'Autorità, ai sensi delle proprie delibere 3 agosto 2000, nn.146 e 150, istituì un gruppo di lavoro informale con la finalità di acquisire elementi utili ai fini dell'elaborazione dei provvedimenti che l'Autorità ha il compito di emanare, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. L'Autorità promosse tale iniziativa anche tenendo conto del particolare momento di apertura al mercato del settore del gas, dell'allora imminente inizio del nuovo regime tariffario degli stoccaggi e dell'esistenza di un cospicuo numero di temi che necessitavano di una soluzione armonizzata tra le diverse attività della filiera.
Al gruppo di lavoro, che si é riunito per la prima volta il 30 novembre 2002, hanno preso parte, insieme ai rappresentanti dell'Autorità, un rappresentante della Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Ministero delle attività produttive e un rappresentante per ciascuno dei seguenti soggetti esterni: imprese di trasporto (Edison T&S S.p.A., Snam Rete Gas), imprese di stoccaggio (Stogit), *trader* (AIGET), clienti e utenti del sistema nazionale del gas (Assocarta, Assomineraria, Confindustria, Enel FTL, Federgasacqua, Gasit, Snam, Unapace).
Nel corso del primo incontro, il gruppo di lavoro ha demandato le attività relative ai temi della pubblicazione di dati e dei corrispettivi di bilanciamento a due sottogruppi specifici, che hanno proseguito separatamente le proprie attività sino al giugno del 2002, riferendo risultati e ricevendo indicazioni per il prosieguo nel corso degli incontri del gruppo di lavoro in sessione plenaria.
Il gruppo di lavoro ha ottenuto largo consenso tra gli operatori del settore, costituendo un'importante opportunità di confronto tra i diversi soggetti coinvolti nelle attività della filiera del gas. Degli esiti dell'attività del gruppo di lavoro si è tenuto conto in sede di elaborazione dei recenti provvedimenti in materia di trasporto e di stoccaggio assunti dall'Autorità.

Verso i Codici di stoccaggio

Nonostante gli incrementi descritti in precedenza a proposito della capacità di stoccaggio, l'offerta di stoccaggio di modulazione a oggi è ancora limitata rispetto alle richieste da parte degli utenti del servizio. Ne segue la necessità per l'Autorità di porre vincoli precisi per l'accesso allo stoccaggio in questa fase di regolazione dell'attività.

La delibera 27 febbraio 2002, n. 26, contiene già regole relative alle modalità di conferimento dei servizi di stoccaggio, valide sino all'emanazione da parte dell'Autorità di criteri, obblighi e priorità per l'accesso a tali servizi e per l'elaborazione dei Codici di stoccaggio.

Sulla base dell'esperienza positiva maturata nelle procedure di conferimento relative all'anno termico 2002-2003 e in relazione alle richieste pervenute per il nuovo anno, l'Autorità, con la Comunicazione del 28 marzo 2003, ha formulato chiarimenti circa le modalità applicative dell'art. 10 della delibera n. 26/02 (sul conferimento di capacità di stoccaggio, appunto), al fine di consentire un corretto e certo svolgimento del conferimento di capacità di stoccaggio per il prossimo anno termico 2003-2004.

In linea di massima le indicazioni dell'Autorità sanciscono la procedura applicata lo scorso anno nei riguardi degli utenti del servizio di stoccaggio di modulazione che servono, direttamente o indirettamente, le utenze civili, queste ultime tutelate dal decreto legislativo n. 164/00 (art. 18).

I limiti alle richieste di spazio di stoccaggio da parte di questi utenti, per la fase di iniezione del gas nei giacimenti, sono fissati sulla base dei consumi del settore civile, in modo da far fronte alla necessità di modulazione per questa tipologia di clienti finali sia in caso di inverno mediamente rigido sia in caso di inverno rigido con frequenza ventennale.

Nel primo caso, il limite è fissato al 33,4 per cento del prelievo aggregato nell'anno 2001 dei citati clienti, riforniti dall'utente al 31 marzo 2003, o del prelievo aggregato relativo all'anno 2002 per le nuove utenze.

Nel secondo caso, viene riconosciuto agli utenti un ulteriore quantitativo massimo di spazio in stoccaggio in misura non superiore al 25 per cento della quota prevista per l'inverno mediamente rigido.

Nel caso in cui la richiesta di conferimento da parte di un utente sia inferiore ai predetti limiti, la ripartizione avverrà tenendo conto della richiesta di tale utente, nel rispetto delle priorità di accesso.

Ai sensi della Comunicazione, le imprese di stoccaggio si coordineranno tra loro onde evitare che a ogni singolo utente sia conferita più di una volta la capacità di stoccaggio di modulazione per le medesime forniture, in modo da ottimizzare le risorse di stoccaggio nazionali complessive.

In conseguenza delle esigenze, legate a fattori climatici e abitudini di consumo, tipiche dello stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, l'impresa di stoccaggio darà indicazione dei margini di flessibilità consentiti all'utente anche per la fase di erogazione.

DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL MERCATO LIBERO E VINCOLATO

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

Gli operatori nella distribuzione e nella vendita

Anche nel corso del 2002 sono emerse importanti modifiche riguardanti la struttura degli operatori presenti nei segmenti della filiera del gas relativi alla distribuzione e alla vendita, sia per il mercato libero, sia per quello vincolato. Il recepimento della Direttiva europea, infatti, da un lato ha indotto modifiche di natura legale, come le separazioni societarie, e dall'altro, accrescendo il grado di concorrenza, ha stimolato la creazione di nuovi soggetti (nuove imprese o consorzi di imprese già esistenti), pronti a cogliere nuove opportunità di profitto.

Alla fine del 2002, in base alle soglie di idoneità vigenti prima dell'apertura totale del mercato alla concorrenza, risultavano operanti 18 consorzi di consumatori, che riunivano circa 300 aziende dell'Italia settentrionale. Le regioni che hanno mostrato una più veloce capacità di reazione sono state la Lombardia, il Veneto, il Friuli Venezia Giulia e l'Emilia Romagna. Laddove queste realtà consortili sono riuscite a ottenere forniture di gas spuntando prezzi vantaggiosi, è assai probabile che siano destinate a mantenersi anche dopo l'allargamento della qualifica di idoneità a tutti i consumatori, avvenuto a partire dall'1 gennaio di quest'anno.

Si è già visto, nel paragrafo dedicato alla fase dell'approvvigionamento, come negli ultimi due anni siano nati numerosi nuovi soggetti importatori che vendono all'ingrosso nel mercato liberalizzato nazionale; attualmente vi sono però anche 4 clienti grossisti non importatori e 11 consorzi di distributori che rivendono il gas ai clienti vincolati e idonei allacciati alle proprie reti di distribuzione. I consorzi di distribuzione sono generalmente costituiti da aziende di distribuzione operanti nell'Italia settentrionale, concentrate soprattutto in Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna e Toscana.

Circa lo svolgimento dell'attività di distribuzione e di vendita occorre ricordare, tuttavia, come, in base alle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, entro l'1 gennaio 2003:

- gli enti locali dovevano indire gare per l'affidamento del servizio di distribuzione o comunque trasformare le gestioni dirette in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata (art. 15);
- tutte le imprese di gas naturale che svolgono attività di distribuzione e di vendita (comprese quelle che forniscono meno di 100 mila clienti finali) dovevano separare societariamente le stesse attività di distribuzione e di vendita (art. 21);

- le imprese che intendono svolgere attività di vendita del gas naturale a clienti finali dovevano essere autorizzate dal Ministero delle attività produttive (art. 17).

Il Ministero delle attività produttive ha reso nota la situazione al 30 aprile 2003 delle domande di autorizzazione alla vendita a clienti finali presentate, riassunta nella tavola 5.11. Più precisamente, il ministero ha pubblicato gli elenchi delle società che hanno ottenuto (o non hanno ottenuto) l'autorizzazione alla vendita, distinguendole in 4 tipologie. In primo luogo vi sono le società e gli enti locali le cui richieste di autorizzazione sono state valutate positivamente: si tratta in tutto di 187 operatori che hanno ottenuto l'autorizzazione a svolgere l'attività di vendita o stanno per riceverla in via formale dal Ministero delle attività produttive. Un secondo elenco evidenzia i nominativi di 92 società o Comuni che hanno richiesto l'autorizzazione alla vendita, per il perfezionamento della quale il ministero ha chiesto e ricevuto ulteriori elementi integrativi; questi soggetti hanno ottenuto in via transitoria (attraverso il silenzio assenso) l'autorizzazione a svolgere l'attività di vendita, in attesa dell'esame degli elementi integrativi da parte del ministero. Il terzo elenco comprende 234 società che al 30 aprile non avevano ancora comunicato il completamento delle operazioni di separazione societaria o di trasformazione in gestione diretta, che sono state autorizzate alla vendita in via eccezionale e transitoria sino al 30 giugno 2003. L'ultima lista include invece 46 società che, pur avendo presentato la domanda, non hanno inviato le integrazioni richieste dal ministero e non sono state quindi autorizzate.
Considerando anche le 131 domande eliminate (in quanto presentate due volte dal medesimo soggetto, o perché nel frattempo è intervenuta una fusione di due soggetti che avevano fatto domanda separatamente e così via), al 30 aprile erano 318 le pratiche concluse su un totale di 690 esaminate.
Per effetto dei mutamenti in corso, al 31 dicembre 2002 risultavano operativi all'Autorità:

- 449 società di sola distribuzione;
- 244 distributori integrati, vale a dire sia con attività di distribuzione, sia di vendita;
- 149 società di sola vendita.

I clienti

Se si osserva il mercato del gas dal lato della clientela, invece, si può dire che nel corso del 2002 più di 1 700 aziende, di cui 300 società di distribuzione, hanno esercitato i propri diritti di clienti idonei, nel senso che o hanno cam-

TAV. 5.11 **SITUAZIONE DELLE DOMANDE DI AUTORIZZAZIONE ALLA VENDITA**

POSIZIONE DELLE SOCIETÀ	NUMERO
Autorizzate definitivamente (che hanno ricevuto o per le quali è in corso la trasmissione dell'autorizzazione formale)	187
Eliminate (doppioni, fusioni, rinunce ecc.)	131
Totale pratiche concluse	**318**
Autorizzate per silenzio assenso (in attesa di verifica da parte del Ministero delle attività produttive)	92
Autorizzate in via eccezionale e transitoria sino al 30 giugno 2003, nonostante non abbiano ancora completato le operazioni di separazione societaria o di trasformazione delle gestioni dirette	234
Non autorizzate, alle quali il Ministero delle attività produttive ha richiesto dati integrativi	46
Totale pratiche in corso	**372**
Totale	**690**

Fonte: Ministero delle attività produttive.

biato il fornitore o hanno ridiscusso i termini del contratto con il fornitore esistente. Tali imprese sono localizzate principalmente nel Nord Italia, con Lombardia ed Emilia Romagna che si sono dimostrate le regioni più vitali da questo punto di vista. Poco più di 300 sono invece i clienti idonei complessivamente emersi nell'Italia centro meridionale, vale a dire nelle regioni Lazio, Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Calabria, Puglia e Sicilia.

Interessanti sono i primi dati a disposizione sul numero di clienti che hanno cambiato fornitore, che hanno cioè esercitato il cosiddetto *switching*: nella fase intermedia del mercato sono più di 70 le società di vendita o di distribuzione che hanno stipulato un contratto di acquisto all'ingrosso con un soggetto diverso da Eni; nella fase finale del mercato si possono contare più di 900 clienti idonei serviti da operatori diversi dal dominante o dal distributore locale, di cui circa 600 clienti singoli o consorziati sono forniti da nuovi operatori.

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

Nel corso del 2002 e del primo trimestre 2003 le attività dell'Autorità nelle fasi di distribuzione e vendita sono state dedicate, da un lato alla modifica e al rinnovo di alcune regole del quadro tariffario, messo a punto negli scorsi anni, rese necessarie dall'esito di alcuni ricorsi e/o da modifiche legislative intervenute in corso d'anno; dall'altro si sono concentrate a definire o a predisporre

nuove regole in vista della completa liberalizzazione del mercato del gas, ovvero dell'allargamento dell'idoneità alla totalità dei clienti.

Appartengono al primo profilo le modifiche e integrazioni di natura tariffaria apportate, in seguito alla conclusione di alcuni ricorsi, alla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, così come il nuovo meccanismo di indicizzazione della parte della tariffa destinata a coprire i costi della materia prima, adottato in seguito all'emanazione del decreto sui criteri tariffari integrativi predisposti dal Governo.

Appartengono invece al secondo profilo la presentazione del Documento per la consultazione per la regolazione dell'accesso alle reti di distribuzione e le norme poste a tutela dei consumatori idonei dopo la liberalizzazione completa. Nel dicembre 2002 l'Autorità ha adottato una delibera che ha evidenziato come, nonostante l'estensione dell'idoneità alla totalità della clientela, ve ne sia ancora un'ampia quota (17 milioni di famiglie, in primo luogo) il cui potere contrattuale è tuttora fortemente limitato e che perciò necessita di una particolare tutela. È inoltre nel quadro di tale delibera che l'Autorità ha predisposto un Documento per la consultazione che definisce una tariffa di fornitura da offrire ai clienti idonei da tutelare nel passaggio al mercato completamente liberalizzato. Nell'ambito delle attività poste in essere dall'Autorità a tutela dei clienti finali del gas è poi da menzionare la regolazione delle condizioni di sicurezza degli impianti di utenza gas, descritta in dettaglio nel Capitolo 6. È dell'aprile 2003, infine, la presentazione di un Documento per la consultazione in cui l'Autorità ha illustrato le proprie proposte per la regolazione delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione del gas sulle reti locali e per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di distribuzione. Infine, si dà conto in questo paragrafo della consueta attività di controllo tariffario nonché degli aggiornamenti bimestrali (divenuti trimestrali dopo la modifica del sistema di indicizzazione).

Modifiche e integrazioni di natura tariffaria (delibera 26 giugno 2002, n. 122)

La delibera n. 122/02 è stata adottata per ottemperare al principio di diritto recato da tre sentenze del TAR della Lombardia passate in giudicato (le sentenze 13 giugno 2001, n. 6694, 13 giugno 2001, n. 6695, e 13 giugno 2001, n. 6698, rese rispettivamente sui ricorsi di Valgas S.p.A., ASM Brescia S.p.A. e Sinergia S.p.A.), che hanno imposto la modifica dei criteri di determinazione del costo del capitale investito stabiliti dalla precedente delibera n. 237/00 per i soggetti che dispongono di dati di bilancio concreti.

In particolare, il provvedimento prevede per gli esercenti il servizio di distribuzione, che dispongano di bilanci certificati a partire dall'esercizio che si è concluso anteriormente all'1 gennaio 1991 e con adeguate evidenze relative al settore del gas, l'introduzione di una procedura (opzionale) alternativa di calcolo

del capitale investito nell'attività di distribuzione, basata sul metodo del costo storico rivalutato, in luogo di quella imperniata sull'applicazione della formula parametrica prevista dalla delibera n. 237/00. Il provvedimento mantiene, invece, inalterato il sistema di valutazione parametrico per tutti gli esercenti il servizio di distribuzione che non hanno bilanci certificati o ne dispongono solo a cominciare dall'esercizio che si è chiuso a partire dall'1 gennaio 1991, o nel caso in cui non sia possibile desumerne adeguate rilevanze attinenti il settore del gas.

Anche nei confronti della delibera n. 122/02 alcuni operatori hanno presentato ricorsi al TAR della Lombardia. Quest'ultimo, accogliendo il ricorso presentato dalla società Aem Distribuzione Gas e Calore S.p.A., con sentenza 19 dicembre 2002, n. 171, pubblicata con deposito in segreteria il 27 gennaio 2003, ha annullato l'art. 2, comma 2, lettere a), c) ed e), "per violazione degli obblighi di partecipazione al procedimento". In particolare, il TAR ha accolto la censura della ricorrente che lamentava la mancata adozione da parte dell'Autorità "di alcuna modalità di informazione e di consultazione delle imprese distributrici". A tal fine, il TAR della Lombardia ha ritenuto che le motivazioni contenute nella delibera impugnata non fossero idonee a "concretare fattispecie di urgenza qualificata" tali da giustificare il mancato rispetto dei predetti obblighi di partecipazione al procedimento.

Con la delibera 17 aprile 2003, n. 36, l'Autorità, ha avviato un procedimento per l'ottemperanza alla sentenza n. 171/03, finalizzato all'adozione di un provvedimento che, in esecuzione del principio di diritto affermato dalle sentenze del TAR della Lombardia nn. 6694/01, 6695/01 e 6698/01, definisca le modalità attraverso le quali l'esercente l'attività di distribuzione possa determinare le proprie opzioni tariffarie sulla base di dati concreti, "qualora lo stesso sia in grado, in virtù della propria efficienza, di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti". In particolare, adottando la sopra citata delibera, l'Autorità ha deciso di non impugnare la sentenza n. 171/03, ritenendo che l'esigenza maggiormente meritevole di tutela fosse quella di rimuovere le incertezze sull'ordinamento tariffario vigente che le vicende giurisdizionali di cui sopra possono ingenerare.

Delibera n. 195/02: nuova indicizzazione

Considerata l'opportunità di stabilire criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe da parte dell'Autorità, volti a contenere gli impulsi inflazionistici che dal costo dell'energia si trasmettono al sistema dei prezzi finali, il Governo ha adottato il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 (per una descrizione dettagliata del quadro normativo che ha dato origine a tale decreto e ai conseguenti provvedimenti dell'Autorità si rimanda al riquadro che segue).

Quadro normativo di riferimento della delibera n.195/02

In base al disposto della legge n. 481/95, l'Autorità "stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe" dei servizi sottoposti alla sua attività di regolazione.

È questo il generale potere in materia tariffaria rimesso all'Autorità dalla sua legge istitutiva, in base al quale, con la delibera 23 aprile 1998, n. 40, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione del provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento delle tariffe del servizio del gas in relazione all'andamento del mercato. Al termine di tale procedimento, sulla base delle informazioni e degli elementi conoscitivi acquisiti, l'Autorità, ritenendo necessario introdurre nuovi criteri di indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane, tali da riflettere l'andamento dei mercati delle materie prime energetiche, ha adottato la delibera 22 aprile 1999, n. 52, recante appunto "criteri per l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane". Sostanzialmente con essa si stabiliva, al verificarsi di determinate condizioni, un aggiornamento delle tariffe dei gas con periodicità bimestrale e con riferimento alla media mobile dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali rilevati nel periodo che intercorre tra il settimo e il penultimo mese precedente la data di aggiornamento.

Il 4 settembre 2002, il Governo ha adottato il decreto legge n. 193, nel quale ha stabilito, al primo comma, che "fermo quanto disposto dalla normativa vigente, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Consiglio dei ministri adottata su proposta del ministro competente, sono stabiliti criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici di cui alla legge 14 novembre 1995, n. 481"; mentre al secondo comma si è proceduto al blocco delle tariffe, stabilendo che "in attesa dell'adozione dei provvedimenti previsti dal comma 1, e comunque fino al 30 novembre 2002, si applicano le tariffe determinate anteriormente all'1 agosto 2002".

Al fine di eliminare incertezze in ordine all'applicazione delle disposizioni contenute nel decreto legge l'Autorità, con la Comunicazione 29 ottobre 2002, ha precisato che:

a) *l'art. 1 del decreto legge n. 193/02 ha protratto l'efficacia delle determinazioni tariffarie adottate dall'Autorità anteriormente all'1 agosto 2002, fino all'adozione, da parte del Governo, di criteri generali integrativi rispetto a quelli stabiliti dalla legge n. 481/95 e, da parte dell'Autorità, delle conseguenti determinazioni attuative;*

b) *gli effetti delle disposizioni di cui alla precedente lettera a) sarebbero cessati nel caso di mancata emanazione, entro il 30 novembre 2002, dei criteri integrativi di cui all'art. 1, comma 1, del decreto legge n. 193/02;*

c) *quanto sopra escludeva che l'Autorità potesse procedere, prima dell'adozione dei criteri integrativi o, in mancanza, prima del 30 novembre 2002, all'adozione di provvedimenti di aggiornamento tariffario;*

d) *successivamente all'adozione dei criteri integrativi, l'Autorità avrebbe determinato nuove modalità di aggiornamento tariffario, tali da recepire il contributo derivante dall'applicazione dei criteri integrativi alla riduzione degli impulsi inflazionistici delle tariffe, garantendo nel contempo l'equilibrio economico e finanziario degli esercenti;*

e) *sulla base delle nuove modalità, l'Autorità avrebbe successivamente adottato l'aggiornamento delle determinazioni tariffarie di cui alla lettera a).*

Il decreto legge n. 193/02 è stato convertito in legge dall'art. 1 della legge 28 ottobre 2002, n. 238.

Il 31 ottobre 2002, è stato adottato il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante Criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas. Considerata l'opportunità di stabilire questi ultimi da parte dell'Autorità, per contenere gli impulsi inflazionistici derivanti dal costo dell'energia sul sistema dei prezzi finali del paese, il decreto impone all'Autorità di:

- *definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas, anche successivamente alla apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato;*
- *definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente dei costi variabili, che minimizzino l'impatto inflazionistico, in particolare prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia, sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese produttrici di energia, nel più generale rispetto degli obiettivi di competitività del sistema produttivo;*
- *definire le modalità di imputazione degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale, al fine di minimizzare il costo netto complessivo dell'intervento e di rispettare condizioni di neutralità dell'incidenza sulle diverse tipologie di utenza.*

In ottemperanza a quanto stabilito nel decreto presidenziale 31 ottobre 2002, l'Autorità ha adottato la delibera n. 195/02.

Applicando i criteri integrativi indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 e considerando che la sola diminuzione della frequenza di aggiornamento delle tariffe del gas non avrebbe consentito di ridurre il fermento inflazionistico e, dunque, non avrebbe raggiunto l'obiettivo primario imposto dal Governo, l'Autorità, con la delibera n. 195/02, ha stabilito:

- di adottare una periodicità di aggiornamento trimestrale anziché bimestrale delle tariffe del gas;
- di estendere il periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali da 6 a 9 mesi;
- di mantenere una cadenza temporale di aggiornamento delle tariffe che coincida con l'anno solare, con inizio dei trimestri l'1 gennaio;
- di lasciare immutata la soglia di invarianza pari al 5 per cento.

Al fine di ridurre il numero di interventi di adeguamento delle tariffe, è stata rivista la periodicità di aggiornamento attraverso l'ampliamento da 2 a 3 mesi dell'intervallo di tempo tra un aggiornamento e il seguente. Optando per un minor numero di aggiornamenti in un contesto di prezzi crescenti, può determinarsi un beneficio in termini di dinamica inflazionistica generale, che opera attraverso due canali: il primo è direttamente legato alla stabilità di una voce elementare su cui è basata la rilevazione del paniere Istat dell'inflazione; il secondo agisce indirettamente attraverso le aspettative d'inflazione, ovvero limitando l'impatto dell'effetto annuncio, che spesso si manifesta a seguito degli adeguamenti tariffari. Infatti, dopo una variazione al rialzo delle tariffe pubbliche – e di quelle energetiche in particolare – le aspettative di inflazione tendono a crescere, inducendo gli operatori economici di altri mercati ad aumentare i propri prezzi nel tentativo di mantenere invariati i prezzi relativi. L'estensione dell'intervallo tra un aggiornamento e l'altro trova, tuttavia, un limite naturale nel principio secondo il quale le tariffe devono riflettere i costi del servizio, principio a cui l'Autorità deve attenersi in base alla propria legge istitutiva, nonché nella stessa necessità di garantire l'equilibro economico e finanziario delle imprese. I prezzi delle materie prime energetiche sono, infatti, particolarmente volatili e le imprese devono poter recuperare i propri costi nella fase di vendita. Un'eccessiva estensione dell'intervallo potrebbe comportare rischi per quei soggetti che svolgono transazioni di breve termine o effettuano forniture *spot*, che potenzialmente potrebbero diventare via via più numerosi con l'apertura del mercato.

È stato, invece, mantenuto l'aggiornamento delle tariffe il primo giorno di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri l'1 gennaio di ogni anno. Ciò al fine di mantenere il riferimento all'anno solare, già in vigore, e dunque di assicurare

continuità alle imprese, nonché allo scopo di introdurre un aggiornamento all'1 ottobre, tradizionale inizio dei contratti di approvvigionamento e data di avvio dell'anno termico del trasporto e, approssimativamente, della stagione del riscaldamento.

L'ampliamento del periodo preso a riferimento per la rilevazione degli indicatori del paniere, ossia del numero di termini che compongono le medie mobili delle quotazioni internazionali di riferimento, produce un effetto positivo in periodi di tensione inflazionistica. L'estrema volatilità che caratterizza il prezzo delle *commodities* porta spesso a registrare valori di picco, ai quali seguono inversioni di tendenza. Pertanto, quanto più aumenta il periodo di riferimento, tanto minore sarà l'incidenza dei singoli picchi nella media e dunque tanto più forte sarà l'effetto di attenuazione delle punte. Pertanto, al fine di accentuare il contributo alla stabilità delle tariffe, sia in periodi di tensione inflazionistica sia in periodi di prezzi calanti, è stata introdotta una estensione della media mobile a 9 mesi, ritenuta sufficiente a garantire una relativa stabilità alla tariffa e a mantenere un segnale per gli operatori delle variazioni in atto nei mercati energetici. La periodicità di 9 mesi risulta inoltre non in contrasto con i ritardi temporali tipici dei contratti di importazione, tenuto conto che, dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, si ha notizia che siano stati modificati i contratti che prevedevano ritardi di 3 mesi, stabilendo periodi non inferiori ai 6 mesi; il mercato *spot* e i contratti a breve hanno avuto invece un trascurabile sviluppo fino a questo momento.

Si è invece preferito mantenere la soglia di invarianza, cioè l'intervallo (in valore assoluto) di variazione del paniere all'interno del quale non si dà luogo ad adeguamenti tariffari, già fissata al 5 per cento con la delibera n. 52/99.

In concomitanza con l'avvio del nuovo sistema è apparso anche opportuno procedere a un ribasamento del valore dell'indice, posto uguale a uno all'1 luglio 2002, ovvero alla data dell'ultimo aggiornamento. Le variazioni del nuovo indice riguarderanno pertanto il valore base della quota materia prima fissato alla data dell'1 luglio 2002, pari a 0,3151 c€/MJ, in applicazione della delibera n. 52/99. Non vi sono evidenze di un andamento di questo valore non in linea con quello dei prezzi all'importazione nell'Unione europea tale da giustificare un intervento su di esso.

L'obiettivo della delibera 12 dicembre 2002, n. 207: la tutela del consumatore

Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, a decorrere dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti sono diventati idonei, acquistando la capacità "di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista sia in Italia sia all'estero".

Il fatto che, dall'inizio di quest'anno, i clienti finali il cui consumo sia uguale o

inferiore a 200 000 m^3 all'anno si sarebbero trovati ad affrontare per la prima volta una contrattazione nel mercato libero, imponeva un intervento che garantisse, almeno nella prima fase, le loro posizioni economiche. Questi consumatori, infatti, proprio per i loro scarsi consumi non avevano, né avrebbero acquistato in forza della nuova qualifica, un forte potere contrattuale, senza essere ovviamente in grado di valutare, non avendo sino ad allora contrattato personalmente le condizioni di fornitura, la complessità delle formule di prezzo in uso. A ciò si aggiunga che, dal lato della offerta, con una concorrenza certamente molto debole, si potevano facilmente temere possibili tendenze al rialzo dei prezzi finali che si sarebbero riverberate a svantaggio dei clienti finali. L'Autorità, monitorando l'effettiva composizione del mercato, aveva rilevato che tali condizioni di concorrenzialità dal lato dell'offerta, indispensabili per garantire la libera scelta del fornitore, erano assenti. Le poche proposte contrattuali pervenute ai clienti, e da questi segnalate all'Autorità, presentavano condizioni peggiorative rispetto a quelle allo stato praticate ed esponevano dunque i consumatori finali al rischio di repentini, ma soprattutto incontrollati, aumenti dei prezzi. Ad aggravare maggiormente tale scenario vi era poi da considerare che la tariffa di vendita del gas, stabilita dall'Autorità a garanzia dei clienti vincolati, sarebbe divenuta inapplicabile a far data dall'1 gennaio 2003, in quanto i destinatari – i clienti vincolati – altri non erano che quei consumatori che per effetto della liberalizzazione sarebbero divenuti per l'appunto tutti idonei.

Conseguentemente, l'Autorità ha ritenuto necessario e urgente intervenire per tutelare i neo clienti idonei, circa 17 milioni di utenti, che con l'inizio del 2003 si sarebbero trovati nella condizione di dover rinegoziare immediatamente nuove condizioni di vendita, con le evidenti difficoltà appena esplicitate. Il provvedimento era sia necessario, perché la tutela del consumatore – specie in condizioni di debolezza contrattuale – costituisce obiettivo primario da perseguire attraverso l'esercizio della potestà regolatoria, sia urgente per quanto detto e per la spinta proveniente dalle disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 (vedi il riquadro sul contesto normativo della delibera n. 195/02). Quest'ultimo, infatti, dava il compito all'Autorità di "definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas, anche successivamente all'apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato". Anche per il Governo era chiaro, infatti, che il semplice allargamento della qualifica di idoneità a tutti gli utenti non significava garantire loro le prerogative connesse con il detto *status*, in quanto la possibilità di poter scegliere il fornitore che avrebbe loro offerto il prezzo più competitivo presuppone – come si è detto – una effettiva concorrenzialità dal lato dell'offerta. Ciò, evidentemente, non si

sarebbe verificato automaticamente a quella data, ma solo a seguito di un fisiologico processo graduale.

Le disposizioni della delibera n. 207/02: la tutela del cliente idoneo

In questa situazione, l'Autorità ha emanato, con la delibera n. 207/02, una direttiva agli esercenti l'attività di vendita di gas naturale, nella quale si prevede che:

- gli esercenti l'attività di vendita continuino ad applicare ai clienti finali, che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, condizioni e modalità praticate alla stessa data, determinate ai sensi delle delibere n. 237/00 e n. 195/02, al fine di assicurare che la scelta di nuove condizioni avvenga in un congruo periodo di tempo e senza discontinuità;
- tale tutela sia estesa anche ai clienti finali 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;
- al fine di assicurare la tutela dei clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, gli esercenti l'attività di vendita del gas naturale propongano, unitamente a quelle dagli stessi definite, offerte contrattuali recanti condizioni economiche di fornitura, determinate sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità;
- gli esercenti pubblicizzino tutte le condizioni offerte ai clienti, in modo da consentire loro di scegliere sulla base di informazioni trasparenti e non discriminatorie.

La direttiva in esame, dunque, ha approntato un sistema di tutela che non influisce minimamente con la libertà degli esercenti di proporre liberamente le proprie opzioni contrattuali.

Anche relativamente al diritto di recesso l'Autorità è intervenuta, modificando la precedente delibera 7 agosto 2001, n. 184, al fine di adeguare il riconoscimento della facoltà di recesso prevista per i clienti idonei in tale delibera alle esigenze dei clienti finali che si trovano nella condizione di cliente idoneo a decorrere dall'1 gennaio 2003. Ai sensi della delibera n. 207/02, salvo diverso ed espresso accordo tra le parti, è stabilita infatti la facoltà di recedere dal contratto con un preavviso non superiore a 30 giorni, nel caso di contratti con clienti finali che si trovano nella condizione di cliente idoneo a decorrere dalla data dell'1 gennaio 2003, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

In sintesi, le condizioni economiche applicate dagli esercenti alla data del 31 dicembre 2002 continuano a essere praticate sia ai clienti che diventano idonei a decorrere dall'1 gennaio 2003, sia ai clienti che, pur avendo già tale capacità, non l'avevano ancora esercitata, solo fino a quando i clienti stessi non scelgano

le nuove condizioni. Le condizioni e le modalità determinate ai sensi delle delibere n. 237/00 e n. 195/02 si continuano ad applicare solo transitoriamente, in quanto i nuovi criteri saranno determinati dall'Autorità con successivo provvedimento, sulla base delle risultanze della consultazione assicurata dalla diffusione del Documento per la consultazione *Condizioni economiche per la fornitura di gas naturale dagli esercenti l'attività di vendita* di seguito illustrato.

Consultazione sulle condizioni economiche per la fornitura di gas

Il 12 dicembre 2002, l'Autorità ha emanato un Documento per la consultazione allo scopo di definire le condizioni economiche di fornitura che gli esercenti, ai sensi della delibera n. 207/02, sono tenuti a offrire ai clienti finali che si ritiene necessario tutelare nella fase del passaggio al mercato liberalizzato. Destinatari del provvedimento sono gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale che già fatturano direttamente i sopra citati clienti finali o che intendono servirli.

Le condizioni economiche di fornitura proposte per i neo clienti idonei risultano dalla somma di singole componenti già individuate dalla delibera n. 237/00 (QE, QVI, QL, QT, QS, TD, QF e QVD). Esse individuano i singoli costi delle fasi della filiera che vanno a comporre il conto finale della fornitura di gas.

La **componente QE**, prevista a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, è calcolata con riferimento al costo marginale di approvvigionamento del gas per il sistema nazionale che, data la forte dipendenza dalle importazioni, è rappresentato dal costo marginale di importazione. Dati i limitati volumi di GNL che contribuiscono al fabbisogno del paese, si è assunto come costo marginale quello del gas importato mediante gasdotto. Essa riconosce i costi di acquisto del gas naturale su base *fob*, i consumi tecnici e le perdite di rete per il trasporto internazionale e le *royalties* pagate per il transito in paesi terzi. Poiché il costo marginale risulta uguale al costo medio di approvvigionamento, il valore della componente QE è stato calcolato con riferimento al paniere di materie prime energetiche previsto dalla delibera n. 52/99, come modificata dalla delibera n. 195/02, rappresentativo di quello effettivamente presente nei contratti di importazione di gas. L'aggiornamento della componente QE è trimestrale, ai sensi della delibera n. 195/02.

La **componente QVI** riconosce i costi di commercializzazione all'ingrosso e rappresenta quelli di approvvigionamento del gas non strettamente legati alla sola materia prima ma che possono essere ricondotti a:

- costo del trasporto internazionale, relativo al trasporto del gas dal punto di consegna in territorio estero al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti, a carico dell'importatore;

- costo dell'attività di vendita all'ingrosso, che riconosce i costi sostenuti dall'impresa che stipula contratti di acquisto per la rivendita nella fase all'ingrosso;
- margine commerciale, destinato a remunerare i rischi connessi con l'attività di compravendita del gas naturale, con particolare riferimento da un lato all'incertezza della domanda di gas naturale e dall'altro al grado di concorrenza già presente e in corso di intensificazione nel mercato all'ingrosso.

La **componente QT** riconosce i costi di trasporto sulle reti nazionali e regionali ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della delibera n. 120/01. La **componente QS** riconosce i costi per lo stoccaggio di modulazione ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della delibera n. 26/02. L'Autorità propone che il calcolo delle componenti QT e QS venga effettuato per impianto di distribuzione, con riferimento ai volumi complessivi di vendita. Ai fini della determinazione delle quantità di riferimento da adottare nel calcolo delle componenti QT e QS per ciascun impianto di distribuzione, risulta necessario definire il profilo di prelievo stagionale, con dettaglio mensile, e il profilo di prelievo giornaliero di tale impianto. Per il calcolo delle componenti QT e QS l'Autorità propone di riferirsi alla capacità giornaliera al prelievo di punta 1 su 20, con riferimento all'art. 18 del decreto legislativo n. 164/00, che prevede per le imprese di trasporto, fino al 31 dicembre 2002, e per gli esercenti l'attività di vendita, a partire dall'1 gennaio 2003, l'obbligo di garantire la disponibilità di un servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale. Si tratta di un'ipotesi prudente rispetto ai comportamenti in atto degli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero, ma tale da scongiurare praticamente il rischio di ulteriori costi di trasporto o di stoccaggio derivanti da penali per supero delle capacità conferite.

I costi relativi all'utilizzo dei terminali di GNL, identificati dalla delibera n. 237/00 nella **componente QL**, sono da intendersi compresi nelle componenti QE e QVI. Infatti, tenuto conto che la convenienza di una catena di GNL o di una fonte alternativa è effettivamente valutata sulla base del costo marginale di importazione via gasdotto, ne risulta che la somma delle componenti QE e QVI riconosce implicitamente anche i costi relativi all'attività di rigassificazione.

Le **componenti TD**, **QF** e **QVD** rappresentano, rispettivamente, la quota variabile e quella fissa della tariffa di distribuzione e la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito, previste dalla delibera n. 237/00. Ai fini della determinazione delle condizioni economiche per la fornitura di gas naturale, l'Autorità propone di continuare a determinare tali componenti per ambito tariffario sulla base dei criteri della delibera n. 237/00.

Concorrenza e tutela del cliente finale nel settore del gas

A decorrere dall'1 gennaio 2003, tutti i clienti finali di gas naturale sono liberi di scegliere da chi acquistare il gas naturale e a quali condizioni economiche. La completa apertura del mercato costituisce il presupposto affinché la concorrenza fra gli esercenti l'attività di vendita possa effettivamente aver luogo. Tuttavia, il grado di concorrenza dipende anche dalla struttura del mercato nazionale e dall'articolazione dell'offerta di gas nelle fasi a monte della filiera.

Le esperienze di liberalizzazione di altri paesi mostrano però che l'avvio della concorrenza è un processo graduale. Può, intanto, essere necessario predisporre adeguate forme di tutela per i clienti caratterizzati da minori consumi, in particolare nella fase di avvio del mercato liberalizzato, tenuto conto del loro scarso potere contrattuale e della loro poca dimestichezza a contrattare le condizioni economiche di fornitura. Perfino nell'ambito di mercati caratterizzati da un confronto concorrenziale sul lato dell'offerta, come è il caso del Regno Unito, la riduzione del potere di mercato dell'operatore dominante è avvenuta gradualmente e con intensità diversa nei vari segmenti di mercato. Il processo di liberalizzazione è stato infatti caratterizzato da numerosi interventi del regolatore volti a monitorare e governare il comportamento degli operatori. In primo luogo nel Regno Unito è stata mantenuta una tariffa di fornitura regolamentata per i clienti finali serviti dall'impresa dominante. La rimozione definitiva della regolazione tariffaria è avvenuta solo con il raggiungimento, valutato dal regolatore nell'ambito di una determinata area territoriale, di un grado soddisfacente di concorrenza in tutti i segmenti di mercato, evidenziato non soltanto dall'entrata di nuove imprese, ma anche dalla consistente riduzione dei prezzi pagati dai clienti finali.

Anche nel caso italiano, è stato mantenuto in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire, unitamente a quelle da essi stessi definite, condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali che necessitano di tutela in ragione dei loro minori consumi e, in generale, della loro minore forza contrattuale, in particolare nella fase di avvio del mercato. Tale intervento si è reso necessario per tutelare i clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 si trovano nella condizione di cliente non idoneo, ma che a decorrere dall'1 gennaio 2003 devono negoziare nuove condizioni di fornitura del gas naturale con gli esercenti.

Inoltre, le tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato applicate dagli esercenti, ai sensi della delibera n. 237/00 fino al 31 dicembre 2002, prevedono, in luogo delle componenti tariffarie relative alla quota materia prima, al trasporto, alla rigassificazione e allo stoccaggio di gas, un'unica componente transitoria, la componente "costo materia prima", articolata per ambito tariffario. Tale componente include diverse attività e non riflette perciò le tariffe di tra-

sporto e di stoccaggio, definite sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con le delibere n. 120/01 e n. 26/02. Più precisamente, la componente è calcolata tenendo conto del cosiddetto sistema di sventagliamento, vale a dire sulla base dei consumi specifici medi annui per utente della località servita: essa assume valori inferiori nel caso di località che hanno bassi consumi medi annui per cliente e al contrario, valori superiori per le località con consumi medi annui più alti. Il sistema dello sventagliamento era stato previsto al fine di favorire l'estensione del servizio gas nelle zone di nuova metanizzazione, caratterizzate da consumi medi più bassi, in una logica di socializzazione del costo resa possibile dall'esistenza di un monopolio pubblico nella fase di vendita all'ingrosso. Il monitoraggio effettuato dall'Autorità sui nuovi contratti di vendita del gas all'ingrosso, stipulati successivamente al 30 giugno 2002, mostra come vi siano state riduzioni dei prezzi all'ingrosso determinate soprattutto da quelle apportate alle tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas. Appare, invece, più dubbia e, comunque, limitata, la riduzione per effetto della concorrenza sul prezzo della materia prima. Le difficoltà a reperire fonti alternative di gas e la scarsa liquidità del mercato a livello europeo limitano la concorrenza fra le imprese operanti nell'ambito del mercato all'ingrosso ed è verosimile che, in assenza di interventi, nel mercato liberalizzato si delineerebbe un sostanziale mantenimento del potere di monopolio da parte dell'attuale operatore dominante, con effetti economici negativi sui clienti finali. In Italia, data la forte dipendenza dalle importazioni del gas, vi è un'elevata presenza di contratti take or pay, in forza dei quali gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso e un costo marginale di vendita nullo. Una tale struttura di costi degli operatori induce sia l'impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti.

Ne consegue che in una prima fase della liberalizzazione, gli operatori del mercato all'ingrosso adottano una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

Impatto del nuovo ordinamento

Le condizioni economiche di fornitura del gas naturale risultanti dall'applicazione dei criteri proposti dal Documento per la consultazione rappresentano un importante cambiamento rispetto al sistema in vigore. Tali criteri sono volti a dare trasparenza in relazione alle singole voci di costo e a trasferire sul cliente finale i benefici della riduzione di costi operata per le fasi del trasporto e dello stoccaggio. Il nuovo ordinamento proposto dall'Autorità, prevedendo che le condizioni economiche di fornitura rispecchino i costi effettivi del servizio, rimuove anche il sistema dello sventagliamento (vedi il riquadro sulla concorrenza). Infatti, nelle attuali condizioni di mercato, in presenza di più operatori e di un settore che ha già in parte realizzato l'obiettivo di diffusione del servizio gas sul territorio, non vi sono più ragioni per un suo mantenimento.

A fronte degli impatti attesi, nel Documento per la consultazione si è ritenuto opportuno valutare alcune soluzioni volte ad attutire gli effetti della sostituzione delle condizioni economiche di fornitura, definite dalla delibera n. 237/00, con quelle risultanti dai criteri descritti nel Documento per la consultazione stesso, assicurando la necessaria gradualità. L'applicazione del principio di responsabilità di costo potrebbe infatti comportare in alcuni casi un aumento della spesa media per il servizio gas, sebbene a livello di sistema consenta un risparmio medio annuo generalizzato. Per quanto corretto l'obiettivo di dare al cliente finale il segnale del costo effettivo del servizio gas, per orientare la scelta tra le possibili alternative di consumo, si ritiene, tuttavia, opportuno privilegiare la gradualità dell'impatto, soprattutto per le conseguenze a livello locale.

Consultazione sulle garanzie di accesso alle reti di distribuzione

Il 3 aprile 2003 l'Autorità, con la diffusione di un apposito Documento, ha aperto la consultazione sulle proprie proposte per la regolazione delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione del gas sulle reti cittadine e per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di distribuzione.

Con la delibera n. 137/02, l'Autorità aveva definito i criteri atti a garantire la libertà di accesso, a parità di condizioni, al servizio di trasporto e dispacciamento. La consultazione che aveva preceduto la predisposizione della delibera n. 137/02 ha raccolto osservazioni che risultano oggi rilevanti anche ai fini della predisposizione di una analoga delibera per l'attività di trasporto sulle reti di distribuzione. Di conseguenza, il Documento per la consultazione sull'accesso al servizio di distribuzione si sofferma sui temi legati alle specificità della distribuzione o che, comunque, meritano un'ulteriore fase di consultazione. Per facilitare la comprensione delle complesse problematiche sottoposte a consultazione, al Documento pubblicato è stato allegato uno schema di articolato di delibera.

Le proposte dell'Autorità sulle granzie di accesso alle reti di distribuzione

Tra i temi trattati nel Documento risultano essere di particolare rilievo:

a) Definizione di obblighi informativi

La liberalizzazione del mercato del gas ha modificato il ruolo degli operatori e ha introdotto nuove esigenze di disponibilità di informazioni legate alle differenti responsabilità in capo ai medesimi operatori. La progressiva apertura del mercato e la conseguente crescita di scambi di informazioni fra utenti e imprese di distribuzione necessitano quindi di un quadro di riferimento certo e omogeneo, ritenuto necessario per il corretto funzionamento del sistema, che definisca gli obblighi informativi per gli utenti e le imprese di distribuzione.

b) Adozione dei profili di prelievo standard

La struttura del servizio di distribuzione prevede, oltre all'impresa di distribuzione, una molteplicità di imprese di vendita che instaurano rapporti commerciali con un insieme di clienti assai diversificato, sia sotto il profilo dell'entità dei consumi, sia sotto l'aspetto della distribuzione temporale degli stessi. È necessario che i dati di consumo dei clienti siano conosciuti dai soggetti interessati con scadenze prefissate e si riferiscano a intervalli temporali adeguati (mensili, giornalieri, orari). Peraltro, molti misuratori non consentono oggi la trasmissione dei dati di lettura con frequenza oraria, e tanti neppure con frequenza giornaliera. Inoltre, nei misuratori installati presso clienti finali con consumi annui inferiori ai 200000 m3 normalmente la lettura avviene con frequenza semestrale, o addirittura annuale. L'estensione della misura oraria a tutti i punti di riconsegna comporterebbe, a oggi, costi eccessivi rispetto ai benefici conseguibili. Si è quindi ritenuto necessario prevedere, in mancanza di misurazioni orarie o almeno giornaliere, procedure e criteri per la stima di valori sostitutivi, fondati su categorie di utenza.

In particolare una metodologia applicabile per la stima dei prelievi in assenza di idonee serie storiche di misurazioni è quella di elaborare profili standard di prelievo, per varie tipologie di clienti finali.

I profili standard vengono stabiliti sulla base di funzioni di regressione che legano i prelievi di una determinata tipologia di clienti finali in ciascun giorno a variabili esogene, quali, per esempio, quelle meteorologiche, nonché alle specificità tipologiche. Le curve di regressione sono, a loro volta, determinate a partire dalla rilevazione su campioni rappresentativi dei clienti finali di ciascuna categoria, sui quali sono disponibili serie storiche di misurazioni.

Le principali imprese di distribuzione risultano dotate di modelli di regressione in grado di stimare i prelievi futuri delle utenze, in funzione delle condizioni meteorologiche. Per questo motivo si ritiene che le imprese di distribuzione possano

mettere a disposizione degli utenti profili di prelievo standard per le principali tipologie di clienti finali, che consentano di stimare i prelievi per le utenze senza dover ricorrere a onerose soluzioni per la lettura frequente dei misuratori, in particolar modo per quelli installati presso punti di riconsegna con prelievi annui inferiori o uguali a 200 000 m3. Detti profili dovrebbero essere aggiornati continuamente, in funzione dei dati di misura puntuali derivanti dalle letture effettive rilevate nel tempo, così come in funzione delle condizioni meteorologiche e di qualsiasi altro fattore che influisca nei confronti dell'andamento dei prelievi del cliente finale. In particolare, i profili standard potrebbero essere eventualmente adattati alle specificità dei prelievi del cliente finale. Per esempio, sarebbe possibile tenere conto dei diversi livelli di prelievo per il riscaldamento del cliente finale domestico, applicando fattori moltiplicativi coerenti con la superficie dell'abitazione o con i dati storici disponibili per il singolo punto di riconsegna al cliente finale. In questo modo, la capacità impegnata dalle utenze (in particolar modo quelle domestiche) può essere dedotta dal profilo di prelievo standard pubblicato dall'impresa di distribuzione. Naturalmente, l'utilizzo dei profili di prelievo standard rappresenta una soluzione alternativa alla lettura effettiva. Qualora siano disponibili le misurazioni effettive, queste sostituiscono quelle stimate.

c) Conferimento di capacità

Mentre sulla rete di trasporto, la capacità è conferita nei punti sia di entrata sia di uscita, nel caso della distribuzione è sufficiente che la capacità venga conferita nei soli punti di riconsegna al cliente finale dell'impianto di distribuzione. Il punto di consegna (detto anche punto di alimentazione) della rete di distribuzione coincide, infatti, con il punto di riconsegna della rete di trasporto per il quale il conferimento è già stato effettuato dall'impresa di trasporto, ai sensi della delibera n. 137/02. Diversamente dal regime previsto per il trasporto, nella distribuzione si prevede che la capacità venga conferita per un periodo di tempo che termini con il momento nel quale il contratto di compravendita per cui viene richiesto l'accesso, per qualsiasi motivo, finisca definitivamente di produrre effetti tra le parti. Il conferimento di capacità non avviene a scadenze prestabilite ed è consentito agli utenti di richiedere in qualsiasi momento revisioni della capacità conferita. I punti di riconsegna relativi a clienti finali con prelievi annuali inferiori a 200 000 m^3, in gran parte relativi alle utenze di tipo civile, sono esenti dall'applicazione della disciplina dei corrispettivi in caso di superamento della capacità conferita. Vengono inoltre previsti criteri pertinenti la procedura cui l'impresa di distribuzione si attiene nel caso di nuovi conferimenti per sostituzione nella fornitura a clienti finali (il cosiddetto switch), che rimuovono potenziali ostacoli alla immediata esecutività della richiesta di capacità strumentale dell'impresa di vendita subentrante.

d) Corrispettivi in caso di superamento della capacità conferita

Esigenze di gestione efficiente della rete di distribuzione richiedono che le capacità conferite presso i punti di riconsegna al cliente finale non debbano essere superate da quelle effettivamente utilizzate. Per questo è necessario introdurre segnali economici che inducano gli utenti a chiedere la capacità di riconsegna al cliente finale effettivamente necessaria. Essi sono rappresentati da corrispettivi dovuti dall'utente in caso di superamento della capacità conferita. Analogamente a quanto stabilito per il trasporto, anche per l'attività di distribuzione i proventi derivanti dall'applicazione di detti corrispettivi rispettano il principio della revenue neutrality e vengono di conseguenza detratti dal vincolo sui ricavi relativo alla determinazione tariffaria dell'anno termico successivo.

Alla luce dell'impossibilità a procedere alla quantificazione puntuale della capacità oraria di riconsegna al cliente finale effettivamente utilizzata (situazione che si riscontra in particolar modo per i clienti finali), si è ritenuto opportuno esentare i punti di riconsegna relativi a clienti finali con prelievi annuali inferiori a 200 000 m^3 dall'applicazione dei corrispettivi e dall'obbligo di indicazione da parte dell'utente di una specifica capacità oraria, ma di assoggettarli al conferimento della capacità oraria risultante dall'applicazione dei profili di prelievo standard di cui al Capitolo 5, eventualmente adattati alle specificità dei prelievi del cliente finale nonché ricondotti dalla base giornaliera alla base oraria.

e) Ripartizione degli oneri connessi con il gas non contabilizzato e con gli autoconsumi dell'impianto di distribuzione

Considerando che l'impianto di distribuzione non può essere esente da perdite di gas, che i misuratori installati non sono esenti da errori di misura e che possono verificarsi prelievi di gas non autorizzati, il dato di misura del gas transitato nei punti di consegna non coincide di norma con i dati di prelievo complessivamente rilevati presso i punti di riconsegna.

Ne consegue che il cosiddetto gas non contabilizzato, che comprende i prelievi non autorizzati, gli errori di misura e le perdite, rappresenta un costo del sistema da ripartire tra gli utenti e l'impresa di distribuzione, che deve essere incentivata a garantire un accettabile livello di efficienza di gestione.

È ragionevole definire una soglia oltre la quale l'impresa di distribuzione è ritenuta "inefficiente" e, come tale, tenuta a sostenerne il costo. La delibera n. 237/00 riconosce all'impresa di distribuzione la remunerazione di una soglia efficiente di perdite e autoconsumi pari allo 0,7 per cento del gas immesso nell'impianto. Si assume che il livello efficiente di gas non contabilizzato al netto di perdite (autoconsumi esclusi) non possa essere superiore all'1,3 per cento del gas immesso nell'impianto.

Conseguentemente il criterio proposto per la ripartizione del rischio e degli oneri del sistema di distribuzione prevede che gli oneri relativi agli autoconsumi siano in ogni caso completamente a carico dell'impresa di distribuzione e che, se positiva, la differenza fra il volume del gas misurato nel punto di consegna diminuito degli autoconsumi e il volume del gas consegnato ai clienti finali sia socializzabile tra imprese di vendita solamente entro la soglia dell'1,3 per cento del volume di gas complessivamente misurato presso i punti di consegna al netto degli autoconsumi. Oltre tale soglia i costi del gas non contabilizzato sono imputati a carico dell'impresa di distribuzione, che provvederà a corrispondere alle imprese di vendita un adeguato corrispettivo per il gas non riconsegnato.

f) Omogeneità dei Codici di rete per la distribuzione

L'apertura del mercato e la comparsa sulla scena di molteplici soggetti in qualità di utenti del sistema, a fronte della complessa e molteplice realtà degli esercenti il servizio, evidenziano l'esigenza che i Codici di rete adottati da ciascuna impresa di distribuzione abbiano un contenuto quanto più omogeneo tra loro.

La normativa attuale prevede che, sulla base dei criteri che saranno definiti dall'Autorità, ciascuna impresa di distribuzione predisponga un proprio Codice di rete.

V'è il rischio di assistere al proliferare di centinaia di Codici di rete per la distribuzione tra loro molto diversi, costituenti una barriera all'apertura del mercato del gas alla concorrenza e in particolare all'accesso alle reti di distribuzione da parte di nuovi operatori.

Nel nostro paese, la presenza di Codici di rete per la distribuzione dai contenuti tendenzialmente omogenei comporterebbe indubbi vantaggi, anche economici, per le stesse imprese di distribuzione che potranno limitare l'onere economico e gestionale relativo all'approntamento e all'aggiornamento del loro Codice di rete e dei previsti profili di prelievo standard. Ulteriori benefici per la distribuzione potrebbero emergere nel lungo termine grazie all'ottimale sfruttamento dell'asset infrastrutturale che potrà essere ottenuto dall'applicazione delle metodologie di stima dei prelievi e dal loro graduale affinamento. L'aspetto del contenimento dei costi interessa le imprese di distribuzione dimensionalmente più piccole, che potrebbero incontrare maggiori difficoltà nel reperimento delle nuove competenze occorrenti alla predisposizione e all'aggiornamento del Codice di rete per la distribuzione e dei profili di prelievo standard.

Al fine di soddisfare l'esigenza di omogeneità dei Codici, l'Autorità propone di definire in maniera dettagliata la disciplina delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione e di emanare disposizioni dall'elevato grado di autoattuazione.

Attività di controllo tariffario

Le proposte tariffarie per l'anno termico 2002-2003 sono state trasmesse dalle imprese mediante la compilazione di un questionario predisposto dagli uffici dell'Autorità e pubblicato sul suo sito Internet. 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.

Gli uffici dell'Autorità hanno verificato la conformità delle proposte trasmesse ai criteri previsti dalla delibera n. 237/00, e in particolare che l'opzione tariffaria base non comportasse un ricavo superiore al vincolo dei ricavi per la distribuzione. L'analisi della documentazione trasmessa da 646 imprese ha evidenziato, per 415 di esse, difformità nei dati rispetto a precedenti comunicazioni ed errate aggregazioni degli stessi. 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.

Le proposte tariffarie presentate da 570 esercenti sono state approvate (con le delibere 19 dicembre 2002, n. 217, 12 febbraio 2003, n. 11 e 30 aprile 2003, n. 45) e pubblicate nel sito Internet dell'Autorità. Alla data del 15 maggio 2003 sono in corso di verifica le proposte tariffarie relative ad altre 76 imprese, tra cui quelle presentate da 18 società che hanno determinato le tariffe sulla base dei criteri previsti dalla delibera n. 122/02. L'esame di queste ultime è stato però sospeso in considerazione del fatto che il TAR della Lombardia, accogliendo il ricorso di un operatore, ha annullato la predetta delibera. L'Autorità ottempererà alla predetta sentenza diffondendo un Documento per la consultazione che formula una nuova proposta di criterio di calcolo di tipo individuale del capitale investito.

Alla data del 15 maggio 2003, 6 imprese non hanno ancora provveduto a presentare le proposte tariffarie per l'anno termico 2002-2003. Per queste si è attivata la procedura prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, che prevede che sia l'Autorità a provvedere alla determinazione delle opzioni tariffarie.

Aggiornamenti bimestrali

Si è già visto come alcuni eventi manifestatisi nel corso dell'anno 2002, tra cui l'introduzione dell'euro e gli atti governativi finalizzati alla riduzione degli impulsi inflazionistici, abbiano reso necessario l'intervento dell'Autorità sul sistema di aggiornamento delle tariffe.

In particolare la delibera del 27 febbraio 2002, n. 25, oltre a definire l'aggiornamento per il bimestre marzo-aprile 2002 delle tariffe di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, ha trasformato da lire in euro i valori base già assunti nella delibera n. 52/99. La stessa delibera ha ridefinito il paniere di rife-

rimento in quanto, a partire dall'1 gennaio 2002, alcuni tipi di greggio non erano più quotati. Inoltre, in coerenza con quanto disposto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, l'Autorità, con la delibera n. 195/02, ha modificato il metodo di calcolo per l'aggiornamento periodico delle tariffe del gas legato alle variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime. Per il gas naturale si è modificata la periodicità di aggiornamento, portandola da bimestrale a trimestrale, e si è esteso il periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali a 9 mesi. Anche per i gas di petrolio liquefatto e gli altri gas la periodicità di aggiornamento è diventata trimestrale. Si è inoltre stabilito che il calcolo delle variazioni faccia riferimento a un periodo di 3 mesi per la rilevazione dei prezzi internazionali.

Nel corso dell'anno 2002 e nei primi mesi dell'anno 2003 si sono quindi registrate le variazioni tariffarie riassunte nella tavola 5.12.

TAV. 5.12 **VARIAZIONI TARIFFARIE PER L'ANNO 2002 E PER LA PRIMA METÀ DEL 2003**

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA TARIFFE DEL GAS NATURALE(A)		VARIAZIONE DELLE TARIFFE DEL GPL(A)	
		c€/MJ	c€/m³	c€/MJ	c€/m³
27 dicembre 2001, n. 320	1 gennaio 2002	-0,0310	-1,1930	-0,0475	-4,7566
27 febbraio 2002, n. 25	1 marzo 2002	-0,0285	- 1,0978	0,0581	5,8141
23 aprile 2002, n. 70	1 maggio 2002	-0,0170	- 0,6548	-0,0296	-2,9621
26 giugno 2002, n. 121	1 luglio 2002	0,0166	0,6394	----	----
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

(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

Nonostante due importanti riduzioni realizzate nei mesi centrali del 2001, il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat[4] ha registrato in media d'anno un incremento del 7,3 per cento (Tav. 5.13).
Nel corso del 2001, tuttavia, si è assistito a un incremento generale del livello dei prezzi tale che il tasso d'inflazione per l'intera economia si è assestato al 2,8 per cento. Di conseguenza, la crescita del prezzo del gas misurata in termini reali è risultata più contenuta e pari al 4,4 per cento. Il contributo del gas all'inflazione complessiva è infatti andato riducendosi per divenire quasi nullo nel mese di dicembre.

Nel corso del 2002 il prezzo del gas non ha quasi risentito della parallela sensibile ripresa nelle quotazioni dei combustibili internazionali. L'indice, nella cui rilevazione è incluso anche il gas in bombole, ha infatti registrato continue riduzioni sino al mese di giugno; in luglio ha evidenziato un incremento di quasi un punto percentuale rispetto al mese precedente, ma poi i rincari sono stati contenuti a valori molto ridotti, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge 4 settembre 2002,

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". La rilevazione viene effettuata sulla base di alcune voci elementari che comprendono: gas per cottura cibi e produzione di acqua calda; gas per riscaldamento; gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. Il calcolo dell'indice avviene sulla base dell'individuazione del costo medio del gas per le famiglie tenendo conto della tariffa vera e propria (T1 e T2), della quota fissa (nolo contatore) e delle imposte (imposta governativa, addizionale regionale e IVA). Il consumo medio delle famiglie italiane considerato (differenziato localmente) è pari a circa 220 m^3/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1 300 m^3/anno nel caso del gas per riscaldamento.
Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi. Sino al 1998 l'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale è stata pari a 1,86 per cento, nel 1999 è scesa a 1,75 per cento; nel 2000 il peso è salito a 1,94 per cento e a 2,23 nel 2001, per poi tornare a scendere a 1,91 nel 2002 e a 1,69 nel 2003.
Più precisamente, il peso del gas nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, che sino al 1998 era pari a 1,82 per cento, è sceso a 1,72 nel 1999, ha raggiunto 1,90 nel 2000 e 2,19 per cento nel 2001; è sceso poi a 1,87 nel 2002 e ha raggiunto 1,66 per cento nel 2003. Tali pesi divengono quelli indicati sopra quando calcolati sull'indice totale esclusi i tabacchi – vale a dire sull'indice che determina il tasso d'inflazione ufficiale.

n. 193 (convertito dalla legge 28 ottobre 2002, n. 238, recante misure urgenti in materia di servizi pubblici). L'anno si è chiuso con una dinamica di segno nettamente negativo (-5,3 per cento rispetto al dicembre 2001).

Valutando i dati in media d'anno, nel 2002 il prezzo del gas per le famiglie italiane è diminuito di quasi 5 punti percentuali rispetto al 2001. La riduzione diviene ancor più rilevante – pari a 7 punti percentuali – se misurata in termini reali, dato che il prezzo del gas si è confrontato con un livello generale dei prezzi in netto aumento.

Tariffa media nazionale del gas

I dati dell'Istat trovano conferma nella tariffa media nazionale per la famiglia tipo, pubblicata dall'Autorità. Il primo semestre del 2002 è stato caratterizzato da una serie di diminuzioni del prezzo del metano, mentre nella seconda metà dell'anno e all'inizio del 2003 si è riscontrata una tendenza al rialzo, dovuta ai forti aumenti dei prezzi internazionali del petrolio.

TAV. 5.13 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS**

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2001				2002			
	PREZZO NOMINALE	var. % 2001/ 2000	PREZZO REALE(A)	var. % 2001/ 2000	PREZZO NOMINALE	var. % 2002/ 2001	PREZZO REALE(A)	var. % 2002/ 2001
Gennaio	129,2	15,4	112,7	11,9	124,7	-3,5	106,3	-5,7
Febbraio	129,8	15,7	112,9	12,3	124,7	-3,9	105,8	-6,3
Marzo	130,1	12,8	112,9	9,6	122,8	-5,6	104,1	-7,9
Aprile	130,2	13,2	112,6	9,7	120,7	-7,3	101,9	-9,5
Maggio	127,5	8,1	110,0	4,9	119,4	-6,4	100,6	-8,6
Giugno	127,3	7,9	109,6	4,7	119,3	-6,3	100,5	-8,3
Luglio	125,1	4,2	107,7	1,2	120,3	-3,8	101,2	-6,0
Agosto	124,9	4,0	107,5	1,1	120,3	-3,7	101,0	-6,0
Settembre	124,8	1,5	107,3	-1,1	120,7	-3,3	101,2	-5,7
Ottobre	124,8	2,5	107,1	-0,1	121,0	-3,0	101,2	-5,6
Novembre	127,7	2,1	109,4	-0,3	121,1	-5,2	100,9	-7,8
Dicembre	128,0	2,2	109,6	-0,1	121,2	-5,3	100,9	-7,9
Media annua	**127,5**	**7,3**	**109,9**	**4,4**	**121,4**	**-4,8**	**102,1**	**-7,1**

(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.

Infatti, le quotazioni del petrolio Brent, che nell'anno 2002 hanno registrato un valore medio pari a circa 25 $/b (superiore di circa 0,5 $/b rispetto all'anno 2001), sono passate da 19,5 $/b del mese di gennaio a 28,7 $/b del mese di dicembre, pari a un aumento percentuale del 47 per cento; nel gennaio 2003 è stata confermata questa tendenza, infatti il costo del barile ha superato i 31 dollari.

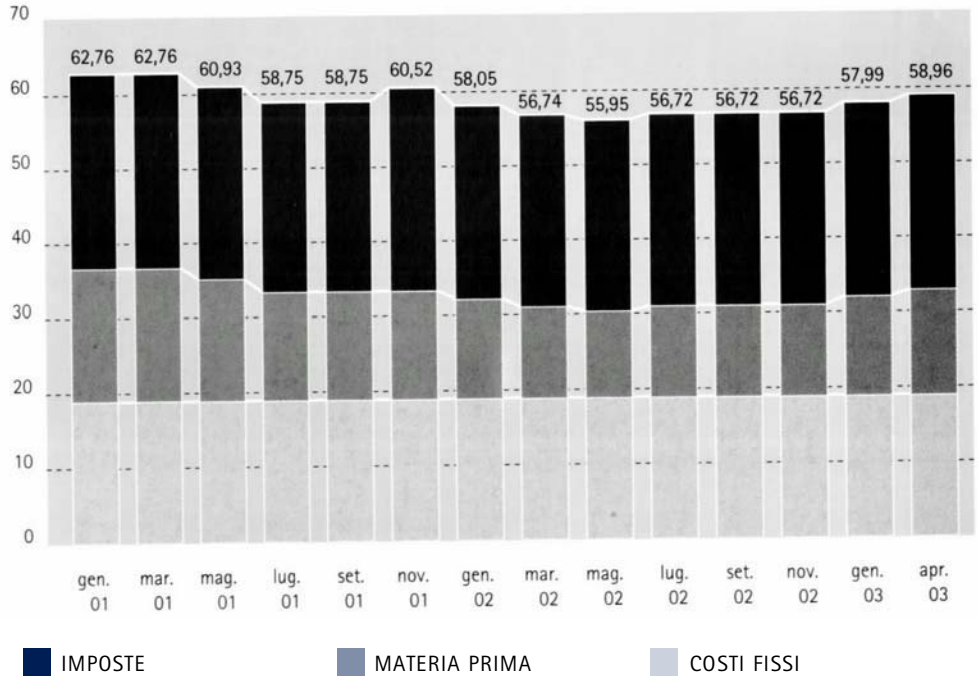
L'ascesa dei prezzi è stata leggermente attenuata dall'apprezzamento del tasso di cambio dell'euro rispetto al dollaro. Infatti, la moneta europea è passata da un cambio di 0,88 dollari per euro, registrato nel mese di gennaio 2002, a 1,02 dollari per euro del mese di dicembre 2002, con un aumento percentuale del 15 per cento; il cambio medio riferito all'anno 2002, pari a 0,95 dollari per euro, ha subìto un apprezzamento di circa il 5,5 per cento rispetto all'anno 2001 (0,89 dollari per euro).

Nel contempo, le accise sulle forniture di gas (Tav. 5.14), che dall'1 novembre 2001 erano state riportate ai valori fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, sono state ridotte con il decreto ministeriale 25 marzo 2002 (decorrenza 1 gennaio 2002) e confermate per il 2003 con il decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 13 gennaio 2003.

Nella figura 5.5 è riportato l'andamento della tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte distinta nelle sue componenti.

FIG. 5.5 TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS NATURALE

c€/m³



TAV. 5.14 **IMPOSTE SUL GAS**

Centesimi di euro/m³; aliquote percentuali in vigore nel 2002 e nel 2003

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		
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.

6. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Alla nascita dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le modalità del rapporto tra i soggetti erogatori dei servizi elettrico e del gas e i loro utenti erano determinate in misura prevalente da decisioni unilaterali degli esercenti stessi. Di fronte a un servizio con caratteri di monopolio, l'utente poteva solo scegliere di aderire alle condizioni proposte dal fornitore oppure di farne a meno, anche se quest'ultima opzione appare più teorica che reale nei casi di servizi essenziali come quelli di cui si sta trattando.

Da questo punto di vista, che il servizio sia gestito da mano pubblica o privata non fa gran differenza. La gestione pubblica diretta è stata la risposta proprio alla questione della fornitura di determinati beni e servizi essenziali in regime non di mercato. Essa si è dimostrata efficace nel diffondere i servizi in modo capillare; ma non sempre ha garantito agli utenti qualità ed efficienza, ossia un adeguato rapporto tra qualità del servizio e prezzo pagato.

Nel settore dell'energia elettrica, la tutela dei consumatori è stata tradizionalmente affidata alle prescrizioni degli atti di concessione e degli accordi di programma periodicamente sottoscritti tra l'amministrazione concedente e l'esercente. Tali prescrizioni erano in generale piuttosto povere di indicazioni relative alla tutela dei consumatori e alla qualità del servizio erogato: nel contratto di programma sottoscritto nel 1991 con l'Enel S.p.A., l'unico impegno previsto al riguardo consisteva nel rispetto di un tempo massimo di 6 giorni per l'esecuzione degli allacciamenti che non comportano lavori sulla rete di distribuzione.

Nel settore del gas, elementi di tutela dei consumatori possono essere contenuti nelle convenzioni di concessione o nei documenti a esse allegati o collegati. In questo campo le esperienze sono fortemente differenziate, dato l'elevato numero di concessioni, tutte diseguali, definite su base territoriale municipale.

Le condizioni contenute nei contratti di fornitura sono quindi state unilateralmente fissate dal soggetto più forte tra quelli contraenti, fatte salve nel settore del gas eventuali previsioni derivanti dalle convenzioni di concessione. Al consumatore finale non rimaneva altra strada che quella dell'adesione al contratto predisposto dalla controparte, accettandone ogni clausola pena l'esclusione dal godimento del servizio.

Per quanto riguarda la qualità del servizio, in entrambi i settori regolati gli esercenti avevano introdotto standard individuali o generali per talune prestazioni, attraverso le loro Carte dei servizi. Il sistema si era tuttavia rivelato piuttosto debole, in quanto gli standard fissati dalle imprese sono risultati localmente molto differenziati e di solito poco sfidanti; inoltre, gli indennizzi su richiesta del cliente, in caso di violazione degli standard, si contavano sulle

dita di una mano, mentre gli aventi diritto sarebbero stati molte migliaia.

La tutela dei consumatori e la garanzia di adeguati livelli di qualità del servizio sono tra le principali finalità istituzionali dell'Autorità, che il legislatore ha voluto dotare di compiti e poteri incisivi in tale direzione. Entrambi gli obiettivi sono peraltro tipici dell'intervento regolatorio anche in altri paesi.

L'Autorità è quindi intervenuta con provvisioni specifiche di riequilibrio dei rapporti contrattuali, valide per tutti i fornitori di energia elettrica e gas. Le clausole contrattuali più rilevanti sono oggi fissate dal regolatore: così è, per esempio, per gli obblighi di lettura dei contatori, per la periodicità di fatturazione, per i termini minimi di pagamento, per la fissazione degli interessi di mora in caso di ritardato pagamento, per le modalità di preavviso in caso di minaccia di distacco per mancato pagamento delle fatture, per il deposito cauzionale che il cliente paga al fine di ottenere la fornitura di energia e per vari altri aspetti del rapporto contrattuale. Doveri e diritti di entrambe le parti interessate appaiono oggi definiti in modo completo, omogeneo ed equilibrato. Le condizioni contrattuali introdotte sono obbligatorie per i clienti vincolati e costituiscono una base di offerta anche per gli idonei, a cui sono comunque proponibili patti alternativi a quelli standard definiti dall'Autorità, che il cliente può liberamente scegliere.

Rapporti contrattuali più equilibrati tendono a prevenire l'insorgenza di contrasti tra fornitori del servizio e loro clienti. Una parte del contenzioso esistente viene comunque portata all'attenzione dell'Autorità, che interviene con gli strumenti messi a disposizione dalla legge per la risoluzione delle controversie. A fronte di alcune migliaia di reclami, istanze e segnalazioni ricevute nel corso del periodo 1996-2002, la gran parte delle problematiche sono state risolte attraverso interventi di chiarimento o segnalazione diretta agli esercenti, affinché questi adeguino la loro condotta ai diritti della clientela riconosciuti su base contrattuale o regolamentare.

In un numero ridotto di situazioni sono stati avviati procedimenti che hanno determinato ordini di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti dei clienti o l'irrogazione di sanzioni pecuniarie amministrative, come previsto dalla legge.

La corretta informazione alla clientela finale è stata promossa, sia per il servizio elettrico sia per il servizio gas, anche attraverso la definizione di nozioni minime obbligatorie per le bollette, con l'obiettivo di renderne completo e omogeneo il contenuto informativo, pur lasciando piena libertà agli esercenti relativamente alle modalità di presentazione di tali informazioni. L'Autorità ha anche provveduto a mettere a disposizione schede informative relative ai diritti dei clienti finali e agli effetti della liberalizzazione dei mercati sui soggetti interessati.

Codici di condotta commerciale sono stati introdotti relativamente alle modalità di proposizione delle offerte commerciali ai clienti, così da prevenire l'insorgere

di problematiche legate a comportamenti non corretti o a lacune informative.
Le funzioni di garanzia assegnate dalla legge all'Autorità sono state espresse, nel quadro di riferimento costituito dagli interventi parlamentari e governativi in materia, anche riguardo a particolari problematiche connesse con il potenziale impatto negativo per i clienti dei servizi regolati. Così, in occasione dell'adeguamento dei sistemi informatici all'anno 2000 (*millennium bug*), l'Autorità ha emanato specifiche *Linee guida* a tal proposito. In occasione del passaggio dalla lira all'euro sono state introdotte regole di conversione delle tariffe unitarie che, imponendo l'utilizzo di un numero di decimali superiore a quello minimo previsto dalle norme generali, garantivano una transizione al nuovo regime senza alcun onere o vantaggio, neppure di natura casuale, per una delle parti in causa.
L'Autorità ha dedicato grande attenzione alla qualità del servizio, con il duplice obiettivo di definire i livelli minimi obbligatori e di promuovere il miglioramento della qualità delle prestazioni rese.
I suoi principali interventi, durante i primi sei anni di attività, sono stati realizzati nelle seguenti direzioni:

- verifica dell'attuazione della Carta dei servizi da parte dei diversi esercenti e pubblicazione comparativa dei risultati da questi raggiunti in appositi rapporti annuali sulla qualità del servizio, in modo da rendere trasparente il livello di qualità effettivamente garantito ai clienti;
- analisi dell'importanza dei diversi fattori di qualità per gli utenti e delle aspettative degli stessi relativamente alla qualità del servizio ricevuto, attraverso una apposita indagine conoscitiva sul campo;
- rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico e del gas, al fine di monitorare l'evoluzione nel tempo della percezione dei clienti riguardo alle forniture;
- introduzione di una nuova regolazione della qualità commerciale per entrambi i servizi, attraverso standard unici sul territorio nazionale relativi alle principali prestazioni alla clientela;
- obbligo di pagamento di indennizzi automatici al cliente interessato in caso di violazione degli standard;
- nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, prima affidata alla libera decisione degli esercenti, oggi legata a un sistema di incentivi economici e penalità orientati al miglioramento del servizio e alla riduzione dei forti differenziali esistenti tra regioni settentrionali e meridionali del paese;
- nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas, al fine di mettere sotto controllo i principali indicatori e comportamenti legati alla sicurezza.

Nel complesso, l'intervento dell'Autorità ha determinato il passaggio da un sistema in cui i livelli di qualità del servizio erano fissati dalle imprese esercenti a un altro disciplinato da standard e norme stabiliti dal regolatore, con livelli minimi che non possono essere violati se non a pena di effetti economici negativi per l'esercente interessato, e incentivi al miglioramento laddove opportuno. L'ampio intervento di regolazione ha prodotto i suoi principali effetti a partire dal biennio 2001-2002. È oggi possibile verificare quindi i risultati raggiunti, che saranno più ampiamente presentati nel seguito del capitolo.

Nel campo della qualità commerciale, le principali prestazioni alla clientela sono oggi assoggettate a standard più restrittivi di quanto avveniva con le precedenti Carte dei servizi. Per esempio, sia l'attivazione della fornitura sia la disattivazione su richiesta del cliente devono verificarsi entro 5 giorni lavorativi, mentre in precedenza la prima avveniva entro 10-20 giorni e la seconda entro 10-15, a seconda della localizzazione del cliente interessato; l'esecuzione di lavori semplici è oggi garantita entro 15 giorni lavorativi, mentre in precedenza in alcune aree era stabilito un tempo massimo di 80 giorni.

Per ogni caso di violazione degli standard specifici (ossia individuali) di qualità viene oggi pagato automaticamente al cliente interessato l'indennizzo previsto dall'Autorità; esso aumenta (da due a cinque volte a seconda del ritardo) in caso di accredito in bolletta oltre i tempi massimi previsti. Sia nel settore elettrico sia in quello del gas l'Autorità ha ritenuto di dover estendere le garanzie previste dagli standard di qualità commerciale a tutti i clienti di dimensioni medie e piccole, siano essi vincolati o liberi di scegliere il fornitore preferito.

Per quanto riguarda la continuità del servizio elettrico, l'introduzione di un obbligo di miglioramento annuale e di un sistema di incentivi economici e penalità ha determinato, nell'arco di tre anni, una sensibile riduzione della durata media annua (-43 per cento) e del numero (-31 per cento) di interruzioni. La qualità del servizio per quanto riguarda questo fondamentale fattore è oggi molto più vicina a quanto registrato nei maggiori paesi europei, e i differenziali territoriali si sono sensibilmente ridotti. In tre anni, il rapporto tra minuti di interruzione medi per cliente nelle regioni settentrionali rispetto a quelle meridionali è sceso da 1:3 a 1:2.

Le norme introdotte relativamente alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione del gas hanno riguardato l'odorizzazione del gas, l'ispezione periodica delle reti, la protezione catodica delle reti in acciaio, gli obblighi di pronto intervento. Sono stati fissati livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori di sicurezza e di continuità; le *performance* dei diversi distributori relativamente ai vari indicatori, nel rispetto degli obblighi minimi introdotti, sono oggi oggetto di pubblicazione comparativa al fine di stimolare il miglioramento.

In attuazione di disposizioni generali di fonte governativa o parlamentare, l'Autorità ha anche sviluppato proposte e provvedimenti relativamente alla sicurezza degli impianti a gas post contatore e all'uso razionale dell'energia.

Sul primo fronte, l'affidamento ai distributori del gas di compiti di accertamento dello stato di sicurezza degli impianti è in via di realizzazione grazie a un regolamento dell'Autorità. Per quanto riguarda invece gli interventi di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, il legislatore ha voluto introdurre obblighi di risparmio di energia a carico dei distributori da raggiungersi attraverso meccanismi di mercato; questi ultimi prevedono la libera contrattazione di titoli di efficienza energetica (TEE), concessi a seguito di azioni di risparmio di energia realizzate da distributori, società controllate o collegate e società specializzate in servizi energetici. Le norme attuative a carico dell'Autorità sono orientate a coniugare la certezza del conseguimento degli obiettivi, parte degli impegni italiani di attuazione degli accordi internazionali per il contenimento dei gas serra, con meccanismi che ne consentano il raggiungimento al minor costo possibile per il sistema economico nazionale.

Tutti gli interventi di garanzia, tutela del consumatore e promozione della qualità e dell'efficienza energetica realizzati dall'Autorità vengono definiti, tra l'altro, attraverso il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori, esercitato soprattutto con processi di consultazione propedeutici all'emanazione dei principali provvedimenti. Azioni di comune interesse nel campo della formazione e dell'informazione ai consumatori finali vengono realizzate nell'ambito di un protocollo d'intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU).

L'Autorità, mentre opera per la promozione della concorrenza e per estendere progressivamente a tutti i clienti finali i benefici della liberalizzazione, realizza quindi interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio: più forti per le attività non soggette a concorrenza, quali la trasmissione e la distribuzione di gas ed energia elettrica, rispettose del diritto di scelta della parti interessate nelle attività in cui si esercita una reale concorrenza.

Affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela, in particolare per le categorie meno protette, l'Autorità prosegue la sua opera sia di monitoraggio dell'impatto che la liberalizzazione avrà sulla concorrenza, sia di introduzione di azioni più selettive affinché il processo concorrenziale operi nel rispetto dei diritti dei clienti.

Nel seguito viene proposta un'analisi più approfondita degli interventi realizzati dall'Autorità nel corso dei primi sei anni del suo mandato in ciascuna delle aree di azione menzionate, commentando, laddove il tempo trascorso dall'intervento di regolazione e i dati disponibili lo consentono, i risultati conseguiti fino a oggi.

LA QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

L'attività svolta dall'Autorità sulla qualità del servizio ha seguito diverse direzioni principali, illustrate in dettaglio nei paragrafi che seguono:

- verifica dell'attuazione della Carta dei servizi;
- nuova regolazione della qualità commerciale per entrambi i servizi;
- nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- nuova regolazione della sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas;
- nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza gas;
- rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico e gas;
- interventi relativi alla misura del gas per i clienti finali.

Verifica dell'attuazione della Carta dei servizi

Prima dell'introduzione delle nuove direttive dell'Autorità, la qualità dei servizi pubblici era disciplinata da norme che trovano origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta a tutti i soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, più nota come Carta dei servizi.
L'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 12, lettera p), della legge 14 novembre 1995, n. 481, ha monitorato il grado di attuazione della Carta dei servizi nei settori di propria competenza, pubblicando appositi rapporti sulla qualità, disponibili sul suo sito Internet.
Nel settore elettrico, alla data del 31 dicembre 1999, i clienti il cui esercente aveva adottato una Carta dei servizi erano pari al 99 per cento dell'intera utenza alimentata in bassa tensione in Italia (Tav. 6.1). Il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi nel settore è aumentato di anno in anno nel corso del periodo 1996-1999. Oltre all'Enel, nel 1999, 100 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (7 in più dell'anno precedente). L'Enel ha predisposto dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone di distribuzione in cui era articolata l'organizzazione operativa; nel 1999, a seguito della riorganizzazione, sono stati introdotti nuovi standard di qualità per i 74 esercizi della struttura operativa di distribuzione.
Nel settore gas, nel 1999 i clienti del servizio il cui esercente aveva adottato una Carta dei servizi costituivano circa il 93 per cento dell'intera utenza nazionale (Tav. 6.1).

TAV. 6.1 **GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI NEL SETTORE ELETTRICO E DEL GAS**

	TOTALE NEL SETTORE ELETTRICO	TOTALE NEL SETTORE GAS
Numero Carte dei servizi adottate		
1996	211	–
1997	227	501
1998	240	531
1999	174	497
2000	–	516
Clienti BT dei soggetti esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi (milioni)		
1996	31,0	–
1997	31,3	14,0
1998	31,9	14,9
1999	32,3	14,9
2000	–	15,0

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti.

Le analisi condotte dall'Autorità hanno dimostrato che, nei settori della distribuzione e della vendita di energia elettrica e gas, la disciplina delle Carte dei servizi non forniva né sufficienti garanzie dei diritti degli utenti né adeguati stimoli agli esercenti a migliorare il servizio, per i seguenti motivi:

- gli schemi generali di riferimento si limitavano a definire alcuni indicatori di qualità, ma rinviavano agli esercenti la definizione degli standard di qualità; il risultato finale è stato che gli esercenti hanno definito i propri standard in modo spesso "prudenziale", senza aggiornali sistematicamente, tanto che essi risultavano essere disomogenei e differenziati su base locale, senza che queste diversità fossero sempre riconducibili a oggettive condizioni territoriali;
- gli schemi generali di riferimento lasciavano agli esercenti la possibilità di determinare autonomamente le modalità procedurali e l'entità dei rimborsi in caso di mancato rispetto di alcuni standard specifici; quasi tutti gli esercenti hanno scelto una procedura di rimborso basata sull'istanza dell'utente che ha subìto il disservizio, meccanismo quest'ultimo di assai minor efficacia rispetto a quello del rimborso automatico;
- le prassi e gli strumenti utilizzati dagli esercenti nella raccolta dei dati relativi al rispetto degli standard della Carta dei servizi presentavano caratteri-

stiche diverse e differenti gradi di completezza; questa condizione limitava la pubblicazione comparativa dei dati, che costituisce uno stimolo importante al miglioramento;

- nella disciplina della Carta dei servizi, la qualità non aveva nessun effetto sulle tariffe, né erano previsti incentivi economici per il suo miglioramento.

L'Autorità ha anche rilevato una scarsa conoscenza delle Carte dei servizi da parte degli utenti (Tav. 6.2).

Nel quadro dell'attività di controllo delle Carte dei servizi, l'Autorità ha effettuato controlli presso gli esercenti, al fine di verificare la veridicità dei dati raccolti per l'accertamento del rispetto degli standard contenuti nelle Carte dei servizi.

TAV. 6.2 **CONOSCENZA DELLA CARTA DEI SERVIZI**

NUMERO DI CLIENTI	IN % DEL TOTALE
Sanno che esiste la Carta dei Servizi	21,0
Hanno visto o letto la Carta dei Servizi: - per il gas	9,6
- per l'elettricità	9,5
- per la scuola	7,4
- per la USL e gli ospedali	10,0
- per le poste	6,0

Fonte: Indagine realizzata per conto dell'Autorità; rilevazione 1998.

Differenze tra la disciplina della Carta dei servizi e la nuova regolazione della qualità del servizio

Complessivamente, la nuova regolazione della qualità introdotta dall'Autorità ha superato la disciplina della Carta dei servizi, la cui attuazione aveva mostrato alcuni limiti.

Le principali differenze tra la disciplina della Carta dei servizi e la nuova regolazione della qualità del servizio, per i servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas, sono sinteticamente rappresentate nella tavola che segue.

ARGOMENTO	DISCIPLINA DELLA CARTA DEI SERVIZI	NUOVA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ
Definizione e aggiornamento degli standard	Gli esercenti possono definire i propri standard di qualità, che quindi risultano differenziati da azienda a azienda; di fatto, gli standard definiti dagli esercenti sono nella maggior parte dei casi "prudenziali", non	L'Autorità definisce standard di qualità validi per tutti gli esercenti, eventualmente differenziati in relazione a caratteristiche oggettive (per esempio, standard di continuità differenziati in relazione alle

	aggiornati e a volte differenziati anche all'interno della stessa azienda senza motivo.	caratteristiche del territorio servito). Gli standard sono aggiornati periodicamente e per la continuità sono progressivi anno per anno.
Rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard	Gli esercenti possono definire le modalità di rimborso; quasi tutti gli esercenti hanno introdotto rimborsi su richiesta degli utenti; di fatto, gli utenti aventi diritto al rimborso non presentano richiesta e quindi i rimborsi non vengono erogati.	I rimborsi agli utenti sono automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause di responsabilità degli esercenti. Nel primo periodo di attuazione sono già state pagate alcune migliaia di rimborsi.
Registrazione dei tempi e delle interruzioni	Non sono previsti obblighi specifici di registrazione. Gli indicatori considerati nello schema generale di riferimento si prestano a interpretazioni disomogenee. Alcuni esercenti che hanno emesso la Carta dei servizi non verificano il rispetto degli standard.	Sono state definite regole di registrazione dei tempi e delle interruzioni, e sono stati introdotti obblighi sanzionabili di registrazione e di documentazione. Tutti gli esercenti devono inviare all'Autorità un rapporto annuale sul rispetto degli standard.
Partecipazione e informazione degli utenti	Da indagini demoscopiche risulta che gli utenti non sono informati delle Carte dei servizi; gli standard sono fissati senza consultazione.	Sono previsti obblighi di informazione agli utenti (invio degli standard in allegato alla bolletta e comunicazione all'atto della richiesta). Gli standard sono definiti previa consultazione con le associazioni rappresentative.
Effetti economici del miglioramento	Non previsti dalla Carta dei servizi.	Per la riduzione progressiva delle interruzioni è stato introdotto un sistema di incentivi e di penalità agganciato alla tariffa.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas

La nuova regolazione della qualità commerciale

La qualità commerciale si riferisce alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti (come, per esempio, preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami e richieste scritte di informazioni), alla puntualità degli appuntamenti con gli utenti, alle caratteristiche di frequenza di lettura dei consumi e di adeguatezza delle modalità di fatturazione. Si tratta di temi comuni a entrambi i settori regolati.

Per ovviare ai limiti evidenziati dall'attuazione della disciplina della Carta dei servizi, l'Autorità ha definito un nuovo quadro di regolazione della qualità commerciale per entrambi i settori:

- per il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201;
- per il servizio di distribuzione e vendita del gas, con la delibera 3 marzo 2000, n. 47.

Scopo della regolazione della qualità commerciale è quello di definire standard nazionali, minimi e obbligatori per tutti, tesi alla tutela degli utenti e al miglioramento medio complessivo del sistema.

Gli standard di qualità

Gli standard di qualità si suddividono in specifici e generali.

Gli **standard specifici di qualità** *si riferiscono alle singole prestazioni da garantire al cliente; essi rappresentano il tempo massimo entro cui deve essere garantita ogni singola prestazione. Per esempio, tempo massimo di attivazione 5 giorni lavorativi.*

Gli **standard generali di qualità** *si riferiscono al complesso delle prestazioni rese ai clienti; diversamente dagli standard specifici, indicano la percentuale minima di utenti a cui deve essere garantita la prestazione richiesta entro un determinato tempo. Per esempio, almeno 90 per cento di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte entro 20 giorni lavorativi.*

Il nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio comporta un notevole passo in avanti rispetto alla precedente regolazione della Carta dei servizi in quanto:

- sono stati definiti, dopo consultazione con i soggetti interessati, standard di qualità nazionali, validi per tutti gli esercenti; si è così superato il regime precedente degli standard autodefiniti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, generalmente senza consultazione e che comportavano notevole diversità di trattamento degli utenti nelle differenti zone del paese; gli standard definiti dall'Autorità si avvicinano ai casi migliori presenti nel settore;
- sono stati introdotti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso; si è così superato il regime precedente di procedure di rimborso su richiesta degli utenti interessati che si è dimostrato inefficace;
- sono state uniformate le modalità di registrazione dei tempi di effettuazione delle prestazioni, superando la precedente difformità nelle misurazioni tra un'azienda e l'altra.

I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni esercente deve assicurare ai propri clienti del mercato vincolato. Gli esercenti hanno la facoltà di stabilire propri standard, solo se migliorativi (o ulteriori) rispetto a quelli dell'Autorità.

L'entità dei rimborsi è definita dall'Autorità, ed è maggiore per le tipologie di utenti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici devono essere corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non riesce a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

La corresponsione del rimborso automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subìto; a tale proposito è stata prevista un'apposita comunicazione nella bolletta di accredito del rimborso.

Le direttive dedicano infine una attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare all'utente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale, rendendoli per questa via più consapevoli dei propri diritti:

- una volta all'anno, tutti gli utenti devono ricevere dall'impresa esercente con cui intrattengono un rapporto contrattuale le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno;
- l'impresa esercente deve informare ogni utente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e del rimborso previsti;
- l'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio sia nel settore elettrico sia in quello del gas, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per le diverse cause).

La registrazione dei dati di qualità secondo criteri uniformi e la comunicazione obbligatoria di quelli di sintesi all'Autorità permettono di verificare l'effettivo rispetto degli standard.

Gli effetti della nuova regolazione della qualità commerciale

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 (Tav. 6.3).

La tavola 6.4 riporta la suddivisione degli indennizzi relativi agli standard specifici dei settori gas ed elettricità per l'anno 2001.

TAV. 6.3 **ANDAMENTO DEL NUMERO DEI RIMBORSI PAGATI AI CLIENTI NEGLI ANNI 1997-2002**

INDENNIZZI	CARTA DEI SERVIZI			NUOVA REGOLAZIONE		
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Settore elettricità(A)	21	54	22	4 771	12 437	52 229
Settore gas(B)	1 237	707	1 640	3 709	12 090	13 356

(A) Nel settore elettrico la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 luglio 2000; il dato 2000 è riferito solo al secondo semestre.
(B) Nel settore gas la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 gennaio 2001; il gruppo Italgas ha applicato spontaneamente gli indennizzi automatici anche nel periodo 1997-2000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.4 **RIEPILOGO DEL NUMERO DI RIMBORSI PER STANDARD SPECIFICI NEI SETTORI GAS ED ELETTRICITÀ, ANNI 2001-2002**

STANDARD	ELETTRICITÀ		GAS	
	N. RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002	N.RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002
Preventivazione per lavori semplici	4 638	13 143	2 334	3 741
Esecuzione di lavori semplici	1 562	6 866	3 341	4 378
Attivazione della fornitura	2 358	13 633	2 241	3 268
Disattivazione della fornitura su richiesta	1 385	6 742	3 418	1 247
Riattivazione per morosità	1 378	7 837	290	122
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	463	1 323	462	596
Ulteriori standard definiti dagli esercenti	653	2 685	4	4
Totale	**12 437**	**52 229**	**12 090**	**13 356**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività svolta nell'ultimo anno

La nuova disciplina introdotta dalle delibere n. 201/99 e n. 47/00 prevedeva un periodo di prima attuazione, intercorrente tra la data di entrata in vigore e il 31 dicembre 2002. Durante tale intervallo di tempo, erano soggetti alla novella regolazione della qualità commerciale solo le aziende con più di 5 000 clienti finali. Le delibere prevedevano che al termine di questo periodo l'Autorità avrebbe effettuato una verifica sulla base dei dati forniti dagli esercenti stessi, al fine di valutare modalità e tempi per l'estensione della sua applicazione anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano stati esonerati.
Sulla base dell'esperienza acquisita nel corso della prima attuazione e dei dati

comunicati dagli esercenti, che hanno evidenziato l'efficacia del meccanismo degli indennizzi automatici, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere il campo applicativo della nuova regolazione della qualità commerciale, per allargare progressivamente la tutela dei diritti dei consumatori.
Con le delibere 19 dicembre 2002, n. 220 (per il settore elettrico) e n. 221 (per il settore gas), l'Autorità ha previsto di abbassare la soglia di esenzione temporanea per gli esercenti di dimensioni minori; dal 2004, l'applicazione della regolazione della qualità commerciale sarà estesa:

- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 5 000 e maggiore di 3 000, per tutti i livelli specifici di qualità e per i relativi indennizzi automatici;
- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 3 000, limitatamente alle prestazioni di attivazione della fornitura e di riattivazione della stessa in caso di morosità.

Per quanto riguarda il settore elettrico, con la delibera n. 220/02 l'Autorità ha voluto inoltre adeguare la disciplina della qualità commerciale all'andamento del processo di liberalizzazione. Infatti, per effetto dell'abbassamento della soglia di idoneità prevista dall'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, è stato necessario programmare l'applicazione della delibera di qualità commerciale a tutti i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione di media e bassa tensione, indipendentemente dal fatto che essi appartengano al mercato vincolato o libero.
Inoltre, in entrambi i settori si è prevista la possibilità, per il cliente finale del mercato libero, di chiedere all'esercente del servizio di misura o di vendita l'applicazione di standard di qualità commerciale diversi da quelli stabiliti dall'Autorità (che restano come riferimento), purché non peggiorativi.

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nuova regolazione della continuità del servizio elettrico

La continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il più significativo tra i diversi fattori di qualità del servizio elettrico, sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti, sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. Obiettivo della regolazione è tutelare gli utenti e fornire agli esercenti gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni.
Data la difformità iniziale tra i metodi utilizzati dagli esercenti è stato necessario, come presupposto essenziale per l'introduzione di una regolazione della

continuità del servizio, definire un sistema uniforme di indicatori, che consentisse un confronto certo tra i dati elaborati dagli esercenti e rendesse praticabile l'attività di controllo a campione. A questo fine l'Autorità ha introdotto obblighi di registrazione delle interruzioni, basati sull'utilizzo più ampio possibile di sistemi di registrazione automatica dell'istante di inizio delle interruzioni (tramite i sistemi di telecontrollo), corredati da alcune registrazioni manuali. Gli obiettivi di regolazione delle interruzioni sono i seguenti:

- avvicinare il livello medio di continuità del paese ai migliori livelli medi nazionali registrati attualmente in altri paesi europei, da raggiungere nel minor numero possibile di anni;
- ridurre i divari esistenti tra le diverse regioni a parità di grado di concentrazione dell'utenza, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di continuità;
- tutelare gli utenti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici individuali o collettivi, cioè commisurati al valore medio di continuità registrato in uno stesso ambito territoriale e applicati a tutti gli utenti dell'ambito, proporzionalmente ai loro consumi.

La regolazione delle interruzioni senza preavviso lunghe (cioè di durata superiore a 3 minuti) è stata introdotta per il periodo 2000-2003 con la delibera 28 dicembre 1999, n. 202, che ha costituito una rilevante novità per il nostro paese.

Allo scopo di tenere conto delle forti differenze iniziali presenti sul territorio nazionale anche a parità di grado di concentrazione territoriale, la regolazione definisce gli ambiti territoriali a cui si riferiscono i livelli generali di continuità del servizio.

A ciascun ambito territoriale sono stati assegnati, nel corso del 2000, i livelli tendenziali di continuità per gli anni 2000-2003 che definiscono un "percorso di miglioramento" obbligatorio in ciascun ambito territoriale, a partire dal livello effettivo medio registrato nello stesso ambito durante il biennio 1998-1999. Il miglioramento obbligatorio è tanto maggiore quanto peggiore è la continuità del servizio, in modo da produrre un fenomeno di convergenza.

Per tre regioni del Mezzogiorno (Campania, Calabria e Sicilia), per le quali non si sono ritenuti validi i dati di continuità del servizio relativi al biennio 1998-1999, sono stati definiti livelli tendenziali di continuità per il periodo 2001-2003 con tassi di miglioramento più severi di quelli applicati nel resto d'Italia (Tav. 6.5).

Per gli ambiti territoriali che hanno già raggiunto una qualità ottimale è previsto un regime particolare di incentivazione al mantenimento di tali livelli.

Il sistema di incentivi e di penalità dei distributori prevede che, per ognuno dei circa 300 ambiti territoriali interessati, l'incentivo o la penalità venga determinato in relazione al proprio obiettivo di miglioramento, costituito dal livello tendenziale di continuità per ciascun anno, sulla base di una media mobile biennale. Il sistema, basato su valori medi biennali per evitare che gli eventi meteorologici possano incidere sui dati di continuità del servizio, esclude le interruzioni dovute a cause di forza maggiore o a danni imputabili a terzi.
Il meccanismo prevede inoltre incentivi per gli ambiti territoriali che migliorano più degli obiettivi, e penalità per quelli che raggiungono risultati negativi con una franchigia (entro il 5 per cento in più o in meno) che non dà luogo né a incentivi né a penalità.

TAV. 6.5 **MIGLIORAMENTI DI CONTINUITÀ OBBLIGATORI PER IL GRUPPO ENEL**

Durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe; minuti persi per utente per anno(A) e percentuali di miglioramento medio(B)

	LIVELLO BASE 1998-1999	OBIETTIVO 1999-2000	OBIETTIVO 2000-2001	OBIETTIVO 2001-2002	OBIETTIVO 2002-2003
Nord	100	93	86	81	76
Miglioramento medio	-	*7%*	*14%*	*19%*	*24%*
Centro	192	168	149	133	120
Miglioramento medio	-	*13%*	*23%*	*31%*	*38%*
Sud(C)	277	237	205	180	159
Miglioramento medio	-	*14%*	*26%*	*35%*	*43%*
Sud(D)	324	269	237	181	140
Miglioramento medio	-	*17%*	*27%*	*44%*	*57%*
ENEL	188	163	146	124	108
Miglioramento medio	-	*13%*	*23%*	*34%*	*43%*

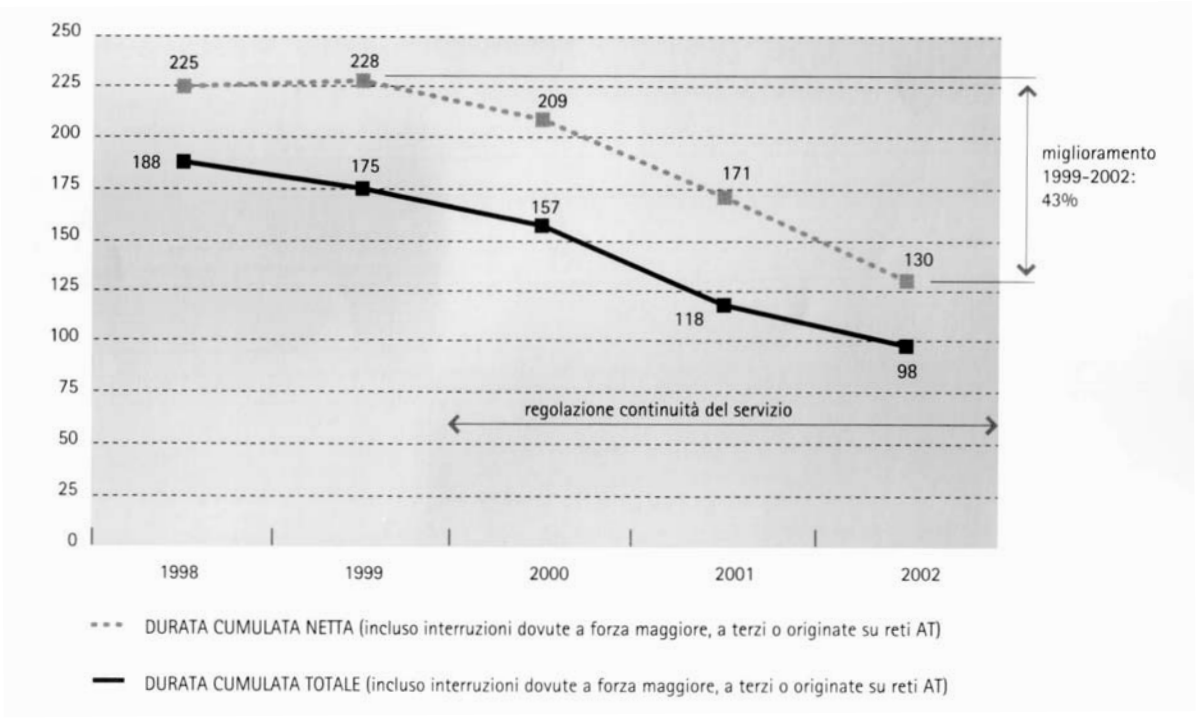
(A) I livelli di continuità sono espressi in minuti persi per utente all'anno, valore medio biennale netto.
(B) Il miglioramento medio percentuale è calcolato sempre rispetto al livello base 1998-1999.
(C) Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Sardegna (livello base 1998-1999).
(D) Calabria, Campania e Sicilia (livello base 2000); dati 1998-1999 stimati.

Effetti della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

I risultati raggiunti nel primo periodo di attuazione della regolazione economica delle interruzioni senza preavviso lunghe (2000-2002) indicano che la regolazione ha prodotto stimoli efficaci alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni (Fig. 6.1). Sono stati infatti rilevati miglioramenti, sia per Enel sia per la maggior parte delle imprese distributrici locali.
I dati di continuità evidenziano che la durata complessiva di interruzione per cliente, considerando tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, è passata da

228 minuti persi nel 1999 a 130 minuti persi nel 2002. Il miglioramento è stato guidato dalla riduzione dei valori dell'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), calcolato escludendo 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 è passato da 175 minuti persi nel 1999 a 98 minuti persi nel 2002; il miglioramento della durata complessiva di interruzione per cliente ha indotto un parziale beneficio anche in termini di riduzione del numero di interruzioni per cliente, che è sceso da 4,2 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,9 nel 2002.

FIG. 6.1 **MIGLIORAMENTO DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO NEL PERIODO 1998-2002**



Uno degli obiettivi della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica era quello di ridurre le differenze territoriali, in particolare tra le regioni del Nord e quelle del Centro Sud. Anche sotto questo profilo, il nuovo sistema di regolazione ha prodotto una sensibile riduzione dei divari esistenti (Tav. 6.6, Tav. 6.7, Tav. 6.8). Sul sito Internet dell'Autorità sono disponibili i dati disaggregati per regione e per impresa distributrice.

Dal punto di vista economico, il miglioramento comporterà un aggravio delle tariffe piuttosto limitato. In base a una simulazione effettuata dagli uffici dell'Autorità, si può prevedere che per l'intero periodo 2000-2003 l'impatto

tariffario degli incentivi, al netto delle penalità versate dagli esercenti che non riescono a raggiungere i livelli tendenziali di continuità, sia inferiore a 3 euro all'anno per cliente.

Infine, la valutazione degli effetti della regolazione della continuità del servizio nel periodo 2000-2003 deve tenere conto anche del numero di imprese distributrici progressivamente soggette alla regolazione stessa. Nell'anno 2000, la regolazione della continuità del servizio ha interessato 7 imprese distributrici, per un totale di 24,1 milioni di clienti (ripartiti in 230 ambiti territoriali). Nel 2003, si prevede invece che riguarderà 24 imprese distributrici (su 41 con più di 5 000 clienti), per un totale di 33,4 milioni di clienti, pari a oltre il 99 per cento del loro numero complessivo, inclusi quelli serviti da imprese distributrici con meno di 5 000 clienti.

TAV. 6.6 **RIDUZIONE DEI DIVARI REGIONALI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO, 1999-2002**

	DURATA DI INTERRUZIONE (MINUTI PERSI PER CLIENTE)		NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE	
	1999	2002	1999	2002
Nord	136	92	2,6	2,0
Centro	224	111	5,0	2,9
Sud(A)	356	195	6,0	4,2
Italia	**228**	**130**	**4,2**	**2,9**

(A) Per le regioni Campania, Calabria e Sicilia i dati del 1999 sono stati stimati dagli uffici dell'Autorità, in mancanza di dati validi forniti dagli esercenti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti.

Attività svolta nell'ultimo anno

Nel corso del 2002 l'attività sulla continuità del servizio elettrico è stata focalizzata su due filoni:

- definizione di un Testo integrato della continuità del servizio, che comprende tutte le delibere a carattere generale già emanate dall'Autorità su questa materia, con alcune modifiche e integrazioni suggerite dall'esperienza attuativa;
- effettuazione di controlli sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti relativi al 2001 e svolgimento del procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi allo stesso anno.

Con la delibera 1 agosto 2002, n. 155, l'Autorità ha armonizzato nel Testo integrato della continuità del servizio tutta la disciplina della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Il Testo integrato abroga i pre-

TAV. 6.7 INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, GRUPPO ENEL

	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Piemonte	3,11	175,63	0,42	53,10
Valle d'Aosta	1,50	62,05	1,06	141,96
Liguria	2,79	97,30	0,22	22,36
Lombardia	1,71	82,85	0,36	42,01
Trentino Alto Adige	3,21	171,20	0,63	79,21
Veneto	2,19	92,29	0,88	132,00
Friuli Venezia Giulia	1,85	87,86	0,65	99,10
Emilia Romagna	1,58	61,95	0,59	90,56
Toscana	2,79	100,83	0,79	112,05
Marche	2,28	82,37	0,98	144,16
Umbria	2,37	76,00	1,45	177,32
Lazio	3,79	133,41	1,26	243,52
Abruzzo	2,84	105,19	1,27	262,34
Molise	2,88	92,20	1,44	301,83
Campania	4,12	159,77	0,30	66,68
Puglia	3,93	202,03	0,73	163,48
Basilicata	3,82	178,29	1,40	336,77
Calabria	5,70	212,38	1,60	413,62
Sicilia	4,42	258,48	0,88	239,63
Sardegna	4,06	165,99	0,75	160,91
NORD	2,14	99,64	0,52	70,71
CENTRO	2,99	105,97	1,03	164,47
SUD	4,20	194,86	0,83	201,34
ITALIA	**3,08**	**137,17**	**0,73**	**136,94**

TAV. 6.8 **INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100 000 CLIENTI FINALI**

AZIENDE ELETTRICHE LOCALI	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Acea Roma	2,72	128,03	0,16	17,53
Aem Milano	1,32	62,94	0,69	40,12
Aem Torino	1,43	42,40	0,14	8,31
Agsm Verona	0,73	27,26	0,19	25,35
Acegas Trieste	0,80	29,82	0,24	23,15
Aec Bolzano	1,17	43,25	0,44	40,32
Asm Brescia	1,32	31,18	0,34	18,09
Amps Parma	0,79	43,74	0,27	31,43
Meta Modena	0,93	23,47	0,27	19,03

cedenti provvedimenti a carattere generale, ma non altera in maniera sostanziale la coerenza della disciplina applicata. Sono state introdotte alcune modifiche su aspetti tecnici, quali, per esempio:

- la possibilità di apportare rettifiche dei dati comunicati fino al 30 settembre, per tenere conto delle difficoltà degli esercenti nell'acquisizione della documentazione necessaria a comprovare le cause di forza maggiore;
- la modifica dei termini del procedimento per la definizione dei recuperi di continuità del servizio e l'approvazione e la verifica delle istanze, così da tenere conto dell'iter procedurale stabilito dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- il chiarimento dei criteri di attribuzione delle origini e delle cause delle interruzioni; a questo stesso scopo, a seguito di richieste delle imprese distributrici, l'Area consumatori e qualità del servizio, d'intesa con l'Ufficio controlli e ispezioni dell'Autorità, ha reso disponibili istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle cause e delle origini delle interruzioni.

Per quanto concerne i controlli tecnici, ne sono stati effettuati 12 a campione (che portano a 49 il numero complessivo di quelli realizzati nel periodo 2000-2002). Con la delibera 23 gennaio 2003, n. 7, l'Autorità ha determinato per ciascun ambito territoriale i recuperi di continuità del servizio conseguiti dagli esercenti durante l'anno precedente, sulla base dei dati di continuità del servizio comunicati, nonché degli esiti dei controlli effettuati.

Nel corso dello stesso procedimento sono state esaminate le interruzioni accadute in occasione di un'ondata di maltempo che ha interessato, nei giorni 13 e 14 dicembre 2001, alcune regioni del Nord Italia e, nei giorni successivi, alcune località del Sud Italia. Dopo aver provveduto a richiedere agli esercenti operanti sul territorio investito dal maltempo informazioni relative alle eventuali interruzioni del servizio verificatesi in quella circostanza, l'Autorità ha contestato a Enel Distribuzione S.p.A. e ad Amps S.p.A. (Parma) l'attribuzione integrale di tali interruzioni a cause di forza maggiore, ritenendo invece, sulla base della documentazione fornita dagli stessi esercenti, di suddividere la durata delle interruzioni, attribuendo ad altre cause solo la quota pari alla media storica dei tempi di intervento sui medesimi impianti, e a cause di forza maggiore la restante parte del tempo di intervento. È stato quindi necessario determinare, per quegli esercenti che avevano attribuito erroneamente le interruzioni a cause di forza maggiore, il valore presunto dell'indicatore di riferimento per gli ambiti territoriali interessati dal maltempo. Si è inoltre applicata la disposizione a carattere generale prevista dall'art. 25, comma 2, del Testo integrato della continuità del servizio che stabilisce, nel caso in cui l'Autorità definisca il valore presunto annuale dell'indicatore di riferimento, il non riconoscimento dei costi ipotizzati per gli ambiti territoriali interessati.

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

La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione artificiale 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, da un 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.

Alla fine del 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 28 dicembre 2000, n. 236, con la quale ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas ponendosi come scopo quello di:

- salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose e tutelare l'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- tutelare i clienti riducendo il numero e la durata delle interruzioni;
- ridurre i divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e di controlli per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, fissando per il periodo 2002-2003 i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori al riguardo.
Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.
La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimola questi ultimi al miglioramento dei propri livelli effettivi di sicurezza e di continuità.
La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.) e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito; oltre che di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (CIG) ogni emergenza o incidente che lo abbia coinvolto.
Il dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità 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;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati) dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo di predisporre e mantenere costantemente aggiornato un registro nel quale riportare i dati riguardanti la sicurezza e la continuità;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati):
  - dall'1 luglio 2001 è decorso l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata;
  - dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo del rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità.

Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione. In base a essa, l'Autorità potrà estendere l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione sono stati esonerati, individuare ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio, modificare gli obblighi di servizio o introdurne di nuovi.

Effetti della nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas

I dati sulla qualità tecnica del servizio gas a mezzo di reti urbane a clienti per usi civili sono pubblicati dall'Autorità a cadenza annuale a partire dai dati comunicati dagli esercenti il servizio gas.

Il 2001 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità, con la delibera n. 47/00, per il servizio di pronto intervento. A differenza della precedente disciplina della Carta dei servizi, vengono definite dall'Autorità le situazioni di pronto intervento e uno standard generale di tempestività secondo il quale l'esercente deve recarsi sul luogo di chiamata. La delibera n. 236/00 ha introdotto, a partire dal 2002, l'ulteriore obbligo di intervento anche in caso di segnalazione di dispersioni a valle del punto di consegna.

La tavola 6.9 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2002 relative ai grandi esercenti.

Il 2002 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità con la delibera n. 236/00, per le attività di ispezione della rete interrata di distribuzione (così da individuare le dispersioni di gas), di protezione catodica delle reti in acciaio e di odorizzazione del gas. 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 2002 relative ai grandi esercenti.

La tavola 6.12 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2002.

Attività svolta nell'ultimo anno

A partire dal 2003 gli esercenti con più di 5 000 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 5 000 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.

Inoltre, nel corso del 2002, è stata rivolta particolare attenzione allo sviluppo delle norme tecniche relative alle attività correlate alla sicurezza e alla conti-

TAV. 6.9 PRONTO INTERVENTO DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

	N. CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		N. TOTALE CASI
ESERCENTI		CASI	N. CASI OGNI 1000 CLIENTI FINALI	CASI	N. CASI OGNI 1000 CLIENTI FINALI	
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	62 433	14,6	5 283	1,2	67 716
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	16 276	17,5	1 972	2,1	18 248
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	21 495	25,8	507	0,6	22 002
HERA	656 691	9 908	15,1	156	0,2	10 064
NAPOLETANA GAS	608 322	11 880	19,5	39	0,1	11 919
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	7 254	14,2	94	0,2	7 348
ITALCOGIM RETI	498 940	7 689	15,4	330	0,7	8 019
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	9 847	21,8	327	0,7	10 174
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	5 713	17,8	8	0,0	5 721
FIORENTINA GAS	309 775	6 933	22,4	495	1,6	7 428
GEAD	263 273	5 366	20,4	204	0,8	5 570
SICILIANA GAS	193 373	4 014	20,8	414	2,1	4 428
AGAC	192 451	2 675	13,9	134	0,7	2 809
ASM BRESCIA	156 993	1 495	9,5	1 562	9,9	3 057
AGES	155 013	2 007	12,9	198	1,3	2 205
CONSIAG RETI	153 860	1 520	9,9	326	2,1	1 846
ASCOPIAVE	152 652	777	5,1	306	2,0	1 083
AMPS	139 181	2 442	17,5	79	0,6	2 521
SGR RETI	134 786	1 353	10,0	327	2,4	1 680
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	865	6,8	160	1,3	1 025
AGSM RETE GAS	126 191	3 004	23,8	669	5,3	3 673
META RETE GAS	120 975	1 166	9,6	194	1,6	1 360
AMG ENERGIA	119 510	5 790	48,4	876	7,3	6 666
COGAS	114 108	30	0,3	1 272	11,1	1 302
ACEGAS	113 444	654	5,8	1 040	9,2	1 694
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	1 701	16,5	0	0,0	1 701
TRENTINO SERVIZI	102 512	299	2,9	109	1,1	408
TOTALE	**11 858 233**	**194 586**	**16,4**	**17 081**	**1,4**	**211 667**

TAV. 6.10 RETE ISPEZIONATA DAI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

		RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA O MEDIA PRESSIONE		
ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	ESTENSIONE RETE IN KM	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN KM	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE IN KM	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN KM	% RETE ISPEZIONATA
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	21 561	8 718	40,4	14 629	6 287	43,0
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	7 999	2 595	32,4	3 412	1 339	39,3
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	2 405	2 405	100,0	478	478	100,0
HERA	656 691	2 912	1 091	37,4	4 914	1 523	31,0
NAPOLETANA GAS	608 322	3 244	1 172	36,1	715	310	43,3
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	4 956	3 638	73,4	2 813	2 146	76,3
ITALCOGIM RETI	498 940	3 273	1 982	60,5	2 261	2 264	100,1
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	1 119	298	26,7	171	85	49,5
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	1 201	277	23,1	370	122	33,0
FIORENTINA GAS	309 775	1 166	446	38,2	1 283	567	44,2
GEAD	263 273	2 236	1 761	78,7	3 677	2 550	69,4
SICILIANA GAS	193 373	1 271	313	24,6	726	359	49,4
AGAC	192 451	1 887	887	47,0	1 221	462	37,8
ASM BRESCIA	156 993	1 253	496	39,6	392	316	80,6
AGES	155 013	1 429	968	67,7	660	458	69,4
CONSIAG RETI	153 860	816	188	23,1	367	189	51,4
ASCOPIAVE	152 652	2 230	638	28,6	1 181	431	36,5
AMPS	139 181	574	78	13,6	1 094	134	12,2
SGR RETI	134 786	1 157	357	30,9	1 235	372	30,1
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	994	554	55,8	247	175	71,0
AGSM RETE GAS	126 191	810	619	76,4	285	256	89,7
META RETE GAS	120 975	673	195	28,9	532	184	34,6
AMG ENERGIA	119 510	490	437	89,2	190	130	68,2
COGAS	114 108	1 083	328	30,3	853	342	40,1
ACEGAS	113 444	611	490	80,3	117	117	100,0
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	310	9	2,9	64	64	100,0
TRENTINO SERVIZI	102 512	985	377	38,2	385	173	44,9
TOTALE	**11 858 233**	**68 648**	**31 316**	**45,6**	**44 272**	**21 833**	**49,3**

TAV. 6.11 INDIVIDUAZIONE DI DISPERSIONI NELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

					NUMERO DISPERSIONI		
ESERCENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN KM	DA RETE ISPEZIONATA	PER KM RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM DA SEGNALAZIONE DI TERZI
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	36 190	8,5	15 005	2 315	0,15	25 722	0,71
CAMUZZI GAZOMETRI	11 411	12,3	3 934	174	0,04	7 605	0,67
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	2 883	3,5	2 883	1 669	0,58	12 730	4,42
HERA	7 826	11,9	2 613	291	0,11	5 655	0,72
NAPOLETANA GAS	3 959	6,5	1 482	193	0,13	6 589	1,66
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	7 770	15,3	5 784	279	0,05	2 019	0,26
ITALCOGIM RETI	5 535	11,1	4 246	117	0,03	2 713	0,49
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	1 290	2,9	383	9	0,02	4 407	3,42
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	1 572	4,9	399	406	1,02	4 605	2,93
FIORENTINA GAS	2 449	7,9	1 012	95	0,09	3 211	1,31
GEAD	5 913	22,5	4 311	284	0,07	1 935	0,33
SICILIANA GAS	1 997	10,3	672	9	0,01	2 023	1,01
AGAC	3 108	16,1	1 349	55	0,04	1 256	0,40
ASM BRESCIA	1 645	10,5	812	134	0,16	530	0,32
AGES	2 088	13,5	1 425	48	0,03	544	0,26
CONSIAG RETI	1 183	7,7	377	63	0,17	424	0,36
ASCOPIAVE	3 411	22,3	1 069	3	0,00	248	0,07
AMPS	1 668	12,0	211	35	0,17	1 090	0,65
SGR RETI	2 393	17,8	729	58	0,08	819	0,34
AZIENDA PADOVA SERVIZI	1 241	9,8	730	111	0,15	277	0,22
AGSM RETE GAS	1 096	8,7	875	62	0,07	1 109	1,01
META RETE GAS	1 206	10,0	379	15	0,04	454	0,38
AMG ENERGIA	680	5,7	567	35	0,06	4 228	6,21
COGAS	1 936	17,0	670	57	0,09	1 214	0,63
ACEGAS	727	6,4	607	111	0,18	705	0,97
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	374	3,6	73	0	0,00	1 015	2,71
TRENTINO SERVIZI	1 370	13,4	549	8	0,01	156	0,11
TOTALE	**112 920**	**9,52**	**53 149**	**6 636**	**0,12**	**93 283**	**0,83**

TAV. 6.12 **PROTEZIONE CATODICA DELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002**

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	ESTENSIONE RETE IN KM	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO KM	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA IN KM	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA IN KM	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	36 190	30 438	30 436	2	100,0
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	11 411	10 981	10 740	241	97,8
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	2 883	1 025	572	453	55,8
HERA	656 691	7 826	6 432	6 166	266	95,9
NAPOLETANA GAS	608 322	3 959	3 001	3 001	0	100,0
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	7 770	7 625	7 611	14	99,8
ITALCOGIM RETI	498 940	5 535	5 465	5 447	18	99,7
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	1 290	519	519	0	99,9
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	1 572	451	49	402	10,9
FIORENTINAGAS	309 775	2 449	1 699	1 613	86	94,9
GEAD	263 273	5 913	5 835	5 787	48	99,2
SICILIANA GAS	193 373	1 997	1 915	1 915	0	100,0
AGAC	192 451	3 108	2 953	2 953	0	100,0
ASM BRESCIA	156 993	1 645	666	398	268	59,8
AGES	155 013	2 088	2 085	878	1 207	42,1
CONSIAG RETI	153 860	1 183	1 032	1 027	5	99,5
ASCOPIAVE	152 652	3 411	3 411	3 411	0	100,0
AMPS	139 181	1 668	1 629	1 322	307	81,2
SGR RETI	134 786	2 393	2 380	2 380	0	100,0
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	1 241	77	54	23	69,8
AGSM RETE GAS	126 191	1 096	801	764	37	95,3
META RETE GAS	120 975	1 206	970	970	0	100,0
AMG ENERGIA	119 510	680	191	191	0	99,9
COGAS	114 108	1 936	1 831	1 808	23	98,8
ACEGAS	113 444	727	556	356	200	63,9
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	374	372	156	216	41,9
TRENTINO SERVIZI	102 512	1 370	1 339	1 339	0	100,0
TOTALE	**11 858 233**	**112 920**	**95 679**	**91 861**	**3 816**	**96,0**

nuità del servizio. Su impulso dell'Autorità, l'APCE (Associazione per la protezione dalle corrosioni elettrolitiche) e l'ATIG (Associazione tecnica italiana del gas) – in collaborazione con il CIG – 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 i requisiti minimi essenziali per l'effettuazione delle attività trattate dalla delibera riguardo agli 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.

Nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza gas

L'Autorità ha da sempre attribuito grande importanza alla sicurezza nell'uso del gas a valle del punto di consegna. A tal fine ha provveduto a emanare una serie di disposizioni finalizzate a promuovere la sicurezza degli impianti.

Particolarmente rilevanti sono state le regole introdotte nel corso dell'anno 2000 dalla delibera n. 47/00, relativa alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas, e dalla delibera n. 236/00, relativa alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

Fondamentali per la sicurezza a valle del punto di consegna del gas sono gli obblighi in capo ai distributori per quanto riguarda il controllo dell'odorizzazione del gas fornito e il servizio di pronto intervento, che deve essere effettuato dal distributore anche nel caso di chiamata per segnalazione di fughe di gas a valle del contatore; tali disposizioni assegnano ai distributori un ruolo diretto nella sicurezza degli impianti di utenza gas, con l'obbligo di sospensione della fornitura in presenza di dispersioni localizzate a valle del punto di consegna.

Anche nella definizione della nuova metodologia tariffaria per i servizi di distribuzione e fornitura del gas, introdotta con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237, l'Autorità ha previsto un meccanismo transitorio per la promozione della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Con la successiva delibera 18 aprile 2002, n. 64, sono state precisate le norme di dettaglio per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas per la promozione della sicurezza degli impianti dei clienti finali. In tal modo i distributori sono stati incentivati ad attuare specifiche iniziative al riguardo (per esempio, verifiche volontarie degli impianti di utenza, corsi di formazione per operatori del settore, campagne informative ai clienti finali sulla sicurezza post contatore).

Attività svolta nell'ultimo anno

In attuazione dell'art. 16, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e del compito attribuito dalla legge istitutiva di tutela in eguale misura dei clienti finali anche sotto il profilo della sicurezza, l'Autorità ha pubblicato, nel giugno 2002, il Documento per la consultazione *Regolazione delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas*.
In esso, l'Autorità ha proposto di individuare, come impianto di utenza, tutto quello a valle del punto di consegna del gas (inclusi i sistemi di aerazione, ventilazione e scarico dei fumi, con esclusione delle apparecchiature) e di suddividere gli impianti di utenza in tre gruppi:

- impianti di utenza in servizio o esistenti;
- impianti di utenza modificati;
- impianti di utenza nuovi.

Il regolamento proposto stabilisce che il distributore controlli, tramite personale tecnico, dipendente o esterno, la documentazione prevista dalla legislazione e dalla normativa vigenti in tema di sicurezza, provvedendo a un accertamento diretto sull'impianto di utenza solo nel caso di documentazione incompleta o incoerente.
Il Documento pone molta attenzione agli aspetti legati alla tutela della concorrenza: sono stati pertanto previsti requisiti soggettivi di incompatibilità per gli accertatori sul singolo impianto, ipotizzando, per esempio, che il controllo non possa essere effettuato dal progettista o da chi lo ha realizzato.
Per quanto riguarda la copertura dei costi, l'Autorità ha proposto un meccanismo che incentiva comportamenti virtuosi da parte dei clienti finali attraverso:

- il riconoscimento in tariffa dei costi degli accertamenti per i quali risulti completa la documentazione fornita;
- l'addebito diretto al cliente finale che viceversa ha fornito una documentazione incompleta o incoerente.

L'Autorità ha previsto, sulla base dei dati disponibili e dopo la piena attuazione della nuova regolazione, un'incidenza media annua per cliente finale non superiore a 4 euro.
La proposta della nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza a gas prevede tempi che assicurino una adeguata gradualità per tutti i soggetti interessati: i distributori, gli installatori, i clienti finali. In particolare, a partire dalla data di pubblicazione del provvedimento da parte dell'Autorità, si ipotizzano:

- 60 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti nuovi;
- 180 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti modificati;
- 365 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti esistenti, con una periodicità di controllo compresa tra 8 e 12 anni.

L'Autorità è intervenuta anche riguardo alla copertura assicurativa, a favore dei clienti finali civili, per i rischi derivanti dall'uso del gas. A fronte della disponibilità manifestata da Eni S.p.A., se pure in via transitoria e per il solo anno 2003, di rinnovare l'assicurazione stipulata a partire dal 1991 dalla società Snam S.p.A. a favore dei clienti finali del gas naturale allacciati a reti di distribuzione urbana (con l'esclusione di industrie e complessi ospedalieri rispettivamente con consumi superiori a 200 000 e 300 000 m^3 annui e dei consumatori per autotrazione) e in scadenza, l'Autorità ha provveduto con delibera 13 marzo 2003, n. 21, alla copertura dei relativi costi sostenuti dalla Stogit S.p.A.

Con delibera 30 aprile 2003, n. 47, l'Autorità ha avviato il procedimento per individuare il meccanismo assicurativo più idoneo per raggiungere in modo stabile e definitivo gli obiettivi che si propone la vigente polizza assicurativa; questo tenendo conto dell'esigenza di una polizza che si applichi a tutti i clienti finali per usi civili, a prescindere dalle modalità e condizioni di fornitura del gas. Tale soluzione sarà focalizzata con il contributo di tutti i soggetti interessati e operanti nel settore del gas.

Rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie

Nel corso degli anni 1998-2002 l'Istat ha rivolto per conto dell'Autorità, all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie *Aspetti della vita quotidiana*, a un campione costituito da oltre 20 000 famiglie rappresentative di tutte le regioni d'Italia, specifici quesiti volti a rilevare la soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza dei due servizi è complessivamente buono; all'interno di un grado di soddisfazione mediamente alto si evidenziano situazioni differenziate sotto il profilo geografico (Tav. 6.13 e Tav. 6.14).

TAV. 6.13 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO ELETTRICO**

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"

	1998	1999	2000	2001
Nord Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5
Nord Est	93,1	94,1	92,0	94,3
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5
Italia	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**

Fonte: Istat, Indagine multiscopo, anni 1998-2001.

TAV. 6.14 **SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO GAS**

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"

	1998	1999	2000	2001
Nord Ovest	95,0	95,0	94,6	94,7
Nord Est	94,5	94,7	94,0	94,5
Centro	94,5	95,7	94,9	94,3
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0
Isole	89,8	95,6	91,5	96,3
Italia	**94,5**	**95,2**	**94,5**	**94,9**

Fonte: Istat, Indagine multiscopo, anni 1998-2001.

Interventi in tema di misura del gas per i clienti finali

L'art. 18, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, ha introdotto novità rilevanti in tema di misura del gas per i clienti finali:

- a partire dall'1 luglio 2002, impone la misura oraria del gas ai clienti con consumo annuo superiore a 200 000 Sm^3;
- affida all'Autorità la potestà di:
  - prorogare tale termine su istanza di imprese di trasporto o di distribuzione;
  - estendere tale obbligo al di sotto della soglia dei 200 000 Sm^3 ad altre tipologie di clienti.

L'obbligo della misura oraria del gas costituisce un processo complesso che vede coinvolti e in alcuni casi contrapposti i seguenti soggetti:

- imprese di trasporto;
- imprese di distribuzione;
- costruttori dei misuratori;
- costruttori dei convertitori;
- costruttori dei *data logger*;
- venditori grossisti;
- venditori al dettaglio;
- clienti finali.

L'introduzione della misura oraria, importante per lo sviluppo della concorrenza, richiede innanzitutto la definizione di aspetti specialistici tecnici relativi ai misuratori e di sistema, da una parte standardizzati e dall'altra specifici a secon-

da delle esigenze di tutti i soggetti interessati. Tali attività, stante la loro molteplicità e complessità, necessitano in genere di tempi di definizione non brevi. A seguito di una ricognizione che ha consentito di verificare la mancata definizione di tali aspetti, l'Autorità con la delibera 11 luglio 2002, n. 130, ha differito di 18 mesi l'avvio della misura oraria del gas.

LA TUTELA DEI CONSUMATORI NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

La legge istitutiva n. 481/95 ha assegnato all'Autorità la promozione della tutela degli interessi di utenti e consumatori, nel quadro degli obiettivi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento.
L'attività svolta dall'Autorità in questo ambito nel corso dei sei anni trascorsi dalla sua istituzione ha seguito 5 direzioni principali:

- verifica dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti da utenti singoli o associati;
- nuova regolazione delle condizioni di fornitura per i servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas;
- diffusione delle informazioni inerenti le condizioni di svolgimento dei servizi mirata al miglioramento degli standard di trasparenza e alla riduzione dell'asimmetria informativa tra consumatori ed esercenti;
- coinvolgimento delle associazioni dei consumatori nei settori regolati attraverso la partecipazione alle audizioni periodiche, al processo di consultazione finalizzato all'emanazione di provvedimenti generali, nonché alla definizione di un protocollo d'intesa con il CNCU;
- individuazione delle modalità di promozione del ricorso degli utenti alla risoluzione stragiudiziale delle controversie.

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

Dalla sua istituzione a oggi l'Autorità ha ricevuto un numero crescente di reclami, richieste di informazione e segnalazioni relative ai settori dell'energia elettrica e del gas, da parte sia dei consumatori sia delle loro associazioni. Da un totale complessivo di circa 200 comunicazioni inviate nel periodo 1998-1999 si è giunti alle oltre 700 nell'anno 2002-2003 (Tav. 6.15). Come si evince dalla tavola, sostanzialmente costante nel tempo rimane invece il rapporto tra il numero di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni riguardanti il servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica e quello relativo al servizio di

distribuzione e vendita del gas. Tale rapporto trova origine innanzitutto nel differente numero di clienti dei servizi (coloro che usufruiscono del servizio del gas sono quasi la metà degli utenti del servizio elettrico) e inoltre nella maggiore percepibilità da parte dei clienti elettrici di alcuni disservizi di carattere tecnico (discontinuità del servizio, sbalzi di tensione ecc.).

Nel settore elettrico l'attività di valutazione dei reclami, focalizzata inizialmente su questioni tariffarie, si è negli ultimi anni progressivamente estesa a problemi relativi alla continuità del servizio e alle modalità di fatturazione, con specifico riguardo alla ricostruzione dei consumi a seguito del malfunzionamento del misuratore. Nell'ambito del settore gas la valutazione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni si è invece concentrata, seppure in percentuali diverse nel corso degli anni, sulle problematiche inerenti la fatturazione, gli allacciamenti e i contratti.

Attività svolta nell'ultimo anno

Al netto dei reclami tariffari (non trattati in questo capitolo) tra l'1 maggio 2002 e il 30 aprile 2003 sono state trasmesse all'Autorità 718 comunicazioni, di cui l'83 per cento è rappresentato da reclami, mentre l'11 per cento è costituito da richieste di informazione e il 6 per cento da segnalazioni.

Il 67,96 per cento delle comunicazioni ha riguardato il settore elettrico con particolare riferimento alle interruzioni della fornitura (30 per cento), alle problematiche legate alla fatturazione (21 per cento), a difficoltà riscontrate al momento dell'allacciamento alla rete di distribuzione (16 per cento), all'interpretazione di clausole contrattuali (9,3 per cento), a questioni attinenti alla qualità della fornitura e alla qualità commerciale (6,5 per cento), nonché alle contestazioni in merito al corretto funzionamento dei gruppi di misura (6,3 per cento).

Crescente risulta essere l'attenzione posta dai clienti alla qualità del servizio offerto, con particolare riguardo sia alla componente strategica della continuità sia all'aspetto della qualità commerciale, legata al rispetto da parte degli esercenti degli standard specifici e generali di qualità fissati dall'Autorità.

Per quanto concerne il settore del gas, i reclami hanno rappresentato il 75,66 per cento dei casi, le richieste di informazione il 18,69 per cento e le segnalazioni il 5,65 per cento. Gli argomenti che sono stati oggetto di approfondimento riguardano principalmente l'interpretazione dei contratti (28 per cento), le problematiche relative alla fatturazione (27 per cento) e agli allacciamenti (21 per cento), la trasparenza delle bollette (8,6 per cento), nonché la qualità della fornitura e la qualità commerciale. Infine, il contenzioso relativo alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229 (si veda in proposito il paragrafo successivo), ha particolarmente inciso sulle richieste di informazione pervenute nell'ultimo anno sia attraverso la posta elettronica sia attraverso il telefono.

TAV. 6.15 **RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1999 – APRILE 2003**

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI
1999-2000			
Totale	221	79	23
Elettrici	155	48	14
Gas	66	31	9
2000-2001			
Totale	375	124	38
Elettrici	270	85	32
Gas	105	39	6
2001-2002			
Totale	449	77	45
Elettrici	323	36	30
Gas	126	41	15
2002-2003			
Totale	596	79	43
Elettrici	422	36	30
Gas	174	43	13

TAV. 6.16 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 2002 – APRILE 2003**

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Interruzioni	131	30,0
Fatturazione	86	21,0
Allacciamenti	70	16,0
Contratti	40	9,3
Qualità commerciale e qualità fornitura	28	6,5
Contatori	27	6,3
Tariffe	19	4,4
Bollette	16	3,7
Call center	12	2,8
GAS		
Contratti	58	28,0
Fatturazione	57	27,0
Allacciamenti	43	21,0
Bollette	18	8,6
Qualità commerciale e qualità fornitura	12	5,7
Tariffe	6	2,6
Contatori	6	2,6
Call center	5	2,3
Imposte	4	2,2

Condizioni contrattuali di fornitura dell'energia elettrica e del gas

L'attività di valutazione di reclami, istanze e segnalazioni dei consumatori e degli utenti è funzionale a interventi di natura regolamentare e in particolare all'emanazione di direttive volte a modificare le condizioni generali del rapporto di utenza.

Nel corso del primo triennio di attività l'Autorità ha rilevato sia nel settore elettrico sia in quello del gas una scarsa equità nei rapporti contrattuali tra cliente ed esercente, determinata dalla mancanza di una specifica regolamentazione (sia civilistica sia amministrativa) in materia e dallo squilibrio tra le posizioni dei contraenti. Le analisi condotte dall'Autorità hanno evidenziato che il rapporto tra consumatore ed esercente era disciplinato esclusivamente da un contratto di somministrazione predisposto unilateralmente dall'esercente e da numerose prassi non codificate in clausole contrattuali, soggette a una totale discrezionalità da parte dell'esercente stesso.

In un quadro comune di disomogeneità è necessario però sottolineare le differenze che contraddistinguono i due ambiti. Il settore gas è infatti caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di esercenti e da un contesto istituzionale di riferimento più articolato e complesso rispetto a quello elettrico, date la titolarità delle attività di distribuzione e di vendita in capo all'ente locale e la grande varietà di condizioni di fornitura che questo ha comportato. Giova rammentare che, dall'1 gennaio 2003, come stabilito dal decreto legislativo n. 164/00, l'ente locale è titolare della sola attività di distribuzione.

Per ovviare alla evidenziata sperequazione contrattuale, l'Autorità ha emanato per il settore elettrico la delibera 28 dicembre 1999, n. 200, che definisce i requisiti contrattuali minimi garantiti a tutti i clienti vincolati, lasciando liberi gli esercenti di offrire condizioni di fornitura migliorative rispetto a quelle regolamentate.

Tra le novità introdotte si citano le procedure e i vincoli atti a regolare e limitare i casi in cui l'esercente può operare il distacco della fornitura; l'eliminazione dell'anticipo sulla fornitura e l'introduzione di un obbligo in capo all'esercente, che decida di richiederlo, di remunerare il deposito cauzionale; la definizione di una procedura per la ricostruzione dei consumi in caso di accertato malfunzionamento del gruppo di misura; la possibilità per il cliente di ottenere la rateizzazione di fatture di conguaglio particolarmente onerose; la periodicità di lettura del misuratore; la periodicità e le modalità di fatturazione.

Analogamente, l'Autorità, con delibera n. 229/01, ha disciplinato le condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas ai clienti finali in un contesto giuridico caratterizzato da una più rapida accelerazione del processo di liberalizzazione: infatti, a partire dall'1 gennaio 2003, tutti i clienti finali del servizio

gas sono riconosciuti quali clienti idonei e, a decorrere dalla stessa data, l'attività di vendita è completamente liberalizzata.

Avverso tale provvedimento alcuni esercenti e associazioni di categoria hanno presentato ricorso dinnanzi al Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia, che ha pronunciato una sentenza di accoglimento parziale delle doglianze presentate limitatamente a due disposizioni di dettaglio, lasciando sostanzialmente integro l'impianto della delibera. Pertanto, dal 19 dicembre 2002, data del deposito della sentenza, anche i clienti del mercato del gas possono godere di adeguate misure di tutela tali da garantire loro la possibilità di cogliere i benefici della concorrenza.

In considerazione dunque delle caratteristiche peculiari del settore gas e al fine di determinare un livello minimo di tutela anche nel mercato liberalizzato, il citato provvedimento prevede che le condizioni contrattuali di garanzia individuate dall'Autorità debbano essere offerte in modo trasparente a tutti i clienti, ai quali l'esercente può offrire in alternativa anche condizioni differenti, che il cliente medesimo può scegliere o negoziare.

Attività svolta nell'ultimo anno

In vista della totale apertura del mercato del gas, l'Autorità ha adottato un ulteriore provvedimento a tutela dei consumatori. Considerata, infatti, l'impossibilità di prevedere l'immediato imporsi di condizioni concorrenziali, l'Autorità, con delibera 12 dicembre 2002, n. 207, ha stabilito che le società di vendita del gas dovranno obbligatoriamente continuare ad applicare ai clienti finali, che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, e ai clienti finali già idonei alla stessa data che non hanno però esercitato la capacità di stipulare contratti connessa con tale requisito, le condizioni di fornitura praticate alla medesima data, ferma restando altresì l'applicazione delle delibere n. 47/00, n. 184/01 e n. 229/01. Va sottolineato che l'impatto della delibera n. 207/02 sulla delibera n. 229/01 ha comportato l'introduzione automatica delle condizioni contrattuali previste dalla delibera n. 229/01, in tutti i contratti in essere al 31 dicembre 2002 riguardanti clienti nella condizione sopra illustrata.

La delibera n. 207/02 ha altresì introdotto nuovi termini per il recesso per i clienti che alla data del 31 dicembre si trovavano nella condizione di clienti non idonei, riducendo da 90 a 30 giorni i termini per il preavviso, così come fissati dalla delibera n. 184/01.

In materia di condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas ai clienti finali, con delibera 1 aprile 2003, n. 29, l'Autorità ha adeguato le disposizioni della delibera n. 229/01, censurate dalla sentenza TAR citata nel paragrafo precedente, al dispositivo della sentenza stessa. È stata così imposta all'esercente,

in caso di mancata lettura del misuratore, la corresponsione di un indennizzo automatico determinato in misura fissa, raddoppiandone l'importo per ciascuna mancata lettura consecutiva. Superando una contraddizione emersa in sede giudiziaria, l'Autorità ha inoltre previsto che solo i clienti dotati di misuratori accessibili, a prescindere dalla classe di consumo di appartenenza, devono ricevere bollette di conguaglio fondate sui consumi effettivi. La delibera n. 29/03 ha anche fissato i nuovi termini di applicazione delle condizioni contrattuali previste dal provvedimento n. 229/01.

Informazione di consumatori e utenti

Tra le finalità istituzionali dell'Autorità rientra la garanzia della più ampia pubblicità delle condizioni di svolgimento dei servizi e della diffusione della conoscenza, al fine di assicurare la trasparenza, la concorrenza e la possibilità di scelta degli utenti. Conoscere esattamente le caratteristiche del servizio e i costi a esso associati significa, infatti, poter confrontare e scegliere consapevolmente tra offerte diverse, ponendo al contempo le basi per un maggior sviluppo del mercato nel rispetto dei diritti dei consumatori.

Nell'ambito di questa funzione gli strumenti a disposizione dell'Autorità sono essenzialmente direttive generali, che impongono sia requisiti di trasparenza alle bollette e ai contratti, sia norme di comportamento agli esercenti, finalizzate a garantire al cliente la necessaria correttezza in tutte le fasi del rapporto contrattuale e la diffusione dell'informazione attraverso strumenti istituzionali di comunicazione.

Trasparenza delle bollette

Gli interventi dell'Autorità per assicurare la trasparenza delle bollette di fatturazione dei consumi di gas ed elettricità sono confluiti nell'adozione della delibera 14 aprile 1999, n. 42, relativa al gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane e nell'emanazione della delibera 16 marzo 2000, n. 55, relativa alle bollette del servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

Con tali provvedimenti l'Autorità ha inteso razionalizzare e semplificare i documenti di fatturazione attraverso l'imposizione di requisiti minimi, comuni e inderogabili per tutti gli esercenti, che riguardano sia il contenuto sia la forma della comunicazione, integrando, là dove presenti, le precedenti delibere del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP). Le delibere prevedono che, oltre alle informazioni relative ai consumi e ai corrispettivi fatturati, siano fornite indicazioni che riguardano taluni aspetti del rapporto contrattuale in essere quali, per

esempio, le conseguenze e le garanzie per i clienti al verificarsi di situazioni di morosità. In particolare, il provvedimento n. 55/00 stabilisce che l'esercente fornisca al cliente dettagliate informazioni sulle opzioni tariffarie applicate.

Codici di condotta commerciali

Al fine di tutelare i clienti nel rapporto con l'esercente, l'Autorità ha altresì ritenuto necessario imporre alle imprese elettriche la predisposizione di un Codice di condotta commerciale, inteso quale strumento idoneo a garantire un'informazione trasparente e corretta nell'offerta delle condizioni economiche. L'esercente dunque, attraverso l'adozione del Codice di condotta commerciale, si assume precisi impegni di informazione nei confronti della propria clientela, garantendo la disponibilità degli elementi necessari per analizzare correttamente le caratteristiche delle diverse offerte economiche e la possibilità di scegliere l'opzione tariffaria più vantaggiosa in rapporto alle proprie esigenze di consumo.

Al fine di evitare che si creassero disparità di trattamento tra i clienti elettrici serviti dagli esercenti i cui Codici di condotta commerciale sono stati sottoposti all'approvazione dell'Autorità e tutti gli altri, l'Autorità ha ritenuto di delineare un Codice di condotta commerciale per gli esercenti che non avevano adempiuto spontaneamente all'obbligo di presentazione.

A differenza di quanto attuato per il settore elettrico, l'Autorità è intervenuta nel settore gas con la delibera n. 237/00, imponendo a tutti gli esercenti l'adozione di un Codice di condotta commerciale comune, identico nel contenuto a quello delineato per gli esercenti elettrici che non l'avevano volontariamente presentato per l'approvazione. Tale scelta è stata determinata dalla particolare configurazione del settore del gas, caratterizzato dalla presenza di oltre 750 distributori, alcuni dei quali di modeste dimensioni, a fronte della necessità di garantire ai clienti condizioni omogenee di informazione e trasparenza.

Gli obblighi imposti dal Codice di condotta commerciale previsto dalla delibera n. 237/00 in materia di informazione e supporto dei clienti restano in vigore nei confronti delle sole aziende distributrici anche a seguito della completa liberalizzazione del mercato della vendita del gas.

Informazione

Affinché l'ampia e repentina liberalizzazione del mercato del gas disegnata dal decreto legislativo n. 164/00 abbia effetti positivi sui consumatori finali, inclusi coloro che utilizzano il gas per attività diverse da quelle produttive (clienti

domestici), l'Autorità ha ritenuto opportuno fornire agli utenti una serie di informazioni pratiche sul nuovo assetto del settore e sui rapporti che legano il consumatore e il fornitore, con particolare riguardo alla figura del venditore e alla possibilità, riconosciuta al cliente, di scegliere il venditore in grado di offrire le proposte più vantaggiose. Tali informazioni, presentate in forma di risposta a domande frequenti (FAQ – *Frequently Asked Questions*), sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2003 sul sito Internet dell'Autorità.

Con lo stesso obiettivo di diffusione della conoscenza dei nuovi diritti dei consumatori, l'Autorità ha provveduto a mettere a punto progressivamente schede informative con i contenuti dei diversi provvedimenti adottati in materia di tariffe, continuità del servizio, condizioni contrattuali, anch'esse pubblicate sul suo sito Internet e diffuse alle associazioni dei consumatori.

Il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori

La promozione della tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti si basa anche su misure di partecipazione che prevedono un coinvolgimento diretto e indiretto delle associazioni dei consumatori nel processo di regolazione, attraverso consultazioni, rilevazioni della soddisfazione degli utenti e dell'efficacia dei servizi, collaborazione per la diffusione di conoscenze in merito ai settori regolati. Tale coinvolgimento non solo accresce l'efficacia del processo decisionale dell'Autorità e la rispondenza al mandato attribuitole dalla legge istitutiva, ma favorisce un passaggio più equilibrato, sotto il profilo sociale, verso la completa liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità.

In un sistema di mercato dominato da strutture monopolistiche si è andata consolidando la figura dell'utente dei servizi di pubblica utilità quale soggetto passivo privo di reali strumenti di contrattazione, incapace dunque di incidere in maniera efficace sulle modalità di fornitura dei servizi. Questo limitato potere contrattuale non ha, d'altra parte, contribuito a stimolare il miglioramento dell'efficienza e della qualità delle imprese. L'Autorità ricerca, quindi, nel rispetto dei relativi ruoli istituzionali, la collaborazione partecipe dei consumatori e dei loro organismi rappresentativi chiamati, attraverso la consultazione, a dare un fattivo contributo all'attività di regolazione.

Con la sottoscrizione del Protocollo d'intesa con il CNCU il 17 ottobre 2001, l'Autorità ha inoltre posto le basi per la realizzazione di iniziative congiunte con l'obiettivo sia di promuovere l'informazione dei consumatori sui diritti e sulle garanzie di cui godono in qualità di clienti dei servizi elettrico e gas, sia di valorizzare l'esperienza e le iniziative delle associazioni dei consumatori nei settori regolati.

Il Protocollo d'intesa, oltre a confermare gli impegni assunti dall'Autorità in materia di consultazione e di ragguaglio delle associazioni dei consumatori, prevede lo sviluppo di iniziative nel campo dell'informazione, rivolte sia ai consumatori sia agli operatori delle associazioni che lavorano a contatto col pubblico, la valorizzazione delle attività di monitoraggio dei servizi svolte dalle associazioni e la possibilità di sperimentare forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Attività svolta nell'ultimo anno

Il Protocollo affida il compito di progettare e sviluppare queste iniziative a un gruppo di lavoro congiunto fra Autorità e CNCU. Nel corso dell'anno 2002 il gruppo di lavoro ha elaborato gli schemi di progetto relativi alla realizzazione di un programma formativo rivolto agli operatori delle associazioni e di una campagna di informazione rivolta ai consumatori.

Per quanto riguarda l'attività di formazione, si è previsto un corso dedicato alla preparazione degli operatori delle associazioni, ai quali saranno forniti gli strumenti necessari per la trasmissione delle conoscenze acquisite al personale delle stesse associazioni posto a diretto contatto con i consumatori.

Il gruppo di lavoro ha inoltre proposto che la campagna informativa volta a diffondere la conoscenza dei diritti e delle garanzie riconosciute ai clienti elettrici e gas sia realizzata mediante il finanziamento di uno o più progetti presentati dalle associazioni di consumatori e selezionati mediante un bando di gara. Si ritiene infatti che le associazioni siano i soggetti più adatti a elaborare contenuti informativi efficaci e adeguati alle esigenze dei clienti. La proposta prevede due tipi di strumenti informativi: schede sintetiche per la diffusione di informazioni e indicazioni pratiche sugli aspetti fondamentali del rapporto di utenza, quaderni volti a fornire informazioni più approfondite sui temi più complessi.

Strumenti stragiudiziali di risoluzione delle controversie: la conciliazione

La legge n. 481/95 dispone, all'art. 2, comma 24, lettera b), che l'Autorità, a seguito dell'emanazione da parte della Presidenza del Consiglio dei ministri di un apposito regolamento, gestisca procedure di conciliazione e di arbitrato, le quali possono essere rimesse in prima istanza alle commissioni conciliative e arbitrali delle Camere di commercio. A tutt'oggi il regolamento non è stato ancora emanato, pertanto l'attività istituzionale relativa alle procedure conciliative e arbitrali non risulta di possibile attuazione.

L'attività svolta dall'Autorità nel corso dei sei anni trascorsi dalla sua istituzio-

ne a tutela dei clienti finali del mercato elettrico e del gas ha posto le condizioni per sviluppare azioni anche nel campo della risoluzione dei conflitti. Queste, nelle more della promulgazione del regolamento, potranno essere di tipo sperimentale e non istituzionale.

In particolare, le garanzie fornite a tutti i clienti finali dei settori regolati attraverso l'emanazione di condizioni contrattuali minime e inderogabili e la definizione di una qualità minima del servizio, unitamente alla previsione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità predeterminati hanno riequilibrato, almeno in parte, la sperequazione contrattuale esistente tra esercente e cliente finale.

Tuttavia l'elaborazione di regole contrattuali certe e trasparenti non esaurisce le controversie, così come la corresponsione di indennizzi automatici non elimina la necessità di definire ulteriori danni. La modifica del quadro di riferimento, caratterizzato dalla liberalizzazione del mercato, con l'ingresso di nuovi soggetti esercenti, dal coinvolgimento di clienti di minori dimensioni, dall'introduzione di diritti certi e dalla conseguente crescita della consapevolezza da parte dei clienti finali dell'acquisizione di tali diritti, favorisce dunque la sperimentazione di forme conciliative, le cui procedure sono da individuare tenendo in considerazione le specifiche esigenze del consumatore.

L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DI FONTI RINNOVABILI

Le finalità di natura sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse costituiscono obiettivi di carattere generale dell'azione dell'Autorità ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge istitutiva, che le ha assegnato compiti e funzioni. Durante i primi anni di attività dell'Autorità, il perseguimento di questi obiettivi ha pertanto costituito un tema di natura trasversale nella predisposizione dei principali provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica e del gas, primi fra tutti quelli di riforma dell'ordinamento tariffario precedentemente in vigore.

Nella primavera 2001 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (oggi Ministro delle attività produttive) di concerto con il Ministro dell'ambiente ha emanato i decreti ministeriali 24 aprile 2001, pubblicati nel Supplemento ordinario n. 125 alla *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 117 del 22 maggio 2001; essi hanno profondamente riformato il quadro normativo nazionale di promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, introducen-

do un sistema ambizioso e molto innovativo anche nel panorama internazionale e assegnando all'Autorità nuove e complesse funzioni sia di regolazione, sia di gestione del nuovo meccanismo normativo.
I principali elementi di novità immessi dal legislatore sono così riassumibili:

- introduzione di una logica di mercato in sostituzione di interventi di tipo dirigistico che poco si adattano a un contesto di mercato liberalizzato in cui i servizi di fornitura dell'energia elettrica e del gas sono offerti da una pluralità di soggetti in concorrenza tra loro;
- ambito di applicazione esteso a una vastissima gamma di tipologie di interventi e usi energetici;
- coinvolgimento di un ampio numero di soggetti;
- integrazione di strumenti tariffari e previsione di sanzioni amministrative.

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 e il ruolo assegnato all'Autorità

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 hanno dato attuazione a quanto stabilito, in materia di promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79 e n. 164/00[1]. Essi hanno definito, per il periodo 2002-2006, obiettivi annuali di risparmio di energia primaria a carico dei distributori che servivano più di 100 000 clienti finali alla fine del 2001. Le finalità, determinate in rapporto a *target* nazionali (Tav. 6.17) e alla quota del mercato della distribuzione detenuta da ogni soggetto, costituiscono parte integrante del nuovo Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010[2]. Le Regioni e le Province autonome possono definire obiettivi quantitativi e qualitativi ulteriori nel quadro dei decreti, tenuto conto delle connesse risorse economiche aggiuntive.
Il mancato conseguimento degli obiettivi specifici da parte dei distributori è sanzionato. I distributori perseguono i propri obblighi realizzando progetti che prevedono interventi ricadenti nelle tipologie elencate nei decreti. L'ambito degli interventi ammissibili è estremamente vasto e abbraccia tutti i settori di utilizzo; i distributori sono tuttavia tenuti a conseguire non meno della metà

1 Cfr. l'art. 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e l'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00.

2 Approvato con delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) del 19 dicembre 2002, recante *Revisione delle Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra, in base a quanto disposto dalla legge 1 giugno 2002, n. 120.*

TAV. 6.17 **OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO IMPOSTI DAI DECRETI MINISTERIALI 24 APRILE 2001**

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

Fonte: Decreti ministeriali 24 aprile 2001.

dei loro obiettivi attraverso interventi di riduzione dei consumi della forma di energia distribuita. I progetti di risparmio possono essere realizzati anche da società operanti nel settore dei servizi energetici e devono essere sviluppati e valutati (in termini di risparmi conseguiti) in base a criteri definiti dall'Autorità a seguito di consultazioni e sentite le Regioni e le Province autonome.

In alternativa allo sviluppo diretto di progetti di risparmio, i distributori potranno scegliere di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando da terzi TEE, attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti. Essi vengono emessi dall'Autorità al termine di un processo di verifica finalizzato ad accertare che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole definite dalla stessa Autorità. Lo scambio di TEE può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico S.p.A. (Gme) e regolamentato in base a disposizioni stabilite dal Gme d'intesa con l'Autorità.

I costi sostenuti dai distributori per il conseguimento degli obiettivi possono essere finanziati, per la parte non coperta da altre risorse, attraverso le tariffe di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e del gas secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

I compiti di regolazione assegnati dal legislatore all'Autorità si possono dunque così sintetizzare:

- definizione delle *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di risparmio e per il rilascio dei TEE (art. 5, comma 5, dei decreti);

- definizione delle modalità di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai progetti (art. 7, comma 3, dei decreti);
- definizione dei meccanismi tariffari di possibile copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per la realizzazione dei progetti (art. 9 dei decreti);
- definizione delle modalità per la verifica del conseguimento degli obiettivi (art. 11, comma 2, dei decreti);
- quantificazione delle sanzioni da irrogare in caso di inadempienza agli obblighi (art. 11 dei decreti);
- emissione di parere sulle proposte del Gme relativamente alle regole di funzionamento del mercato dei TEE (art. 10 dei decreti).

Accanto a questi compiti, l'Autorità è inoltre chiamata a svolgere, con il supporto di soggetti terzi da essa delegati, le attività di gestione ordinaria del nuovo quadro normativo:

- determinazione degli obiettivi specifici annuali di risparmio energetico a carico dei diversi distributori di energia elettrica e di gas;
- verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai singoli progetti;
- controlli a campione;
- verifica del conseguimento degli obiettivi annuali a carico dei singoli distributori;
- irrogazione di sanzioni per i soggetti inadempienti;
- computo e riconoscimento parziale dei costi sostenuti per la realizzazione dei progetti attraverso lo strumento tariffario;
- rilascio di pareri di conformità di specifici progetti alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida*.

L'attività svolta dall'Autorità per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001

Nell'aprile 2002 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione contenente le proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001.
Nel definire le proposte, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di coniugare l'esigenza di semplicità e trasparenza dei criteri e delle procedure attuative – essenziale per minimizzare gli adempimenti a carico dei soggetti interessati – con l'esigenza di garantire certezza e affidabilità agli operatori – essenziale per favorire lo sviluppo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici. Le proposte sono altresì orientate a promuovere l'efficienza e l'innovazione tecnologica e a tutelare lo sviluppo della concorrenza.

Nel Documento sono stati proposti 3 metodi di valutazione dei risparmi conseguiti dagli interventi realizzati nell'ambito dei decreti:

- i metodi di valutazione standardizzata, che consentono di definire a priori il risparmio medio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento installata (per esempio, lampadine, caldaie ad alta efficienza);
- i metodi di valutazione ingegneristica, che consentono di quantificare il risparmio sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misurazione diretta di alcuni parametri;
- i metodi di valutazione a consuntivo, che permettono di quantificare il risparmio attraverso la misura dei consumi di energia prima e dopo l'intervento in base a un piano di monitoraggio energetico preliminarmente approvato dall'Autorità.

Tutti e tre i metodi di valutazione tengono conto dell'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi potenzialmente conseguibili attraverso gli interventi; sono inoltre orientati a valorizzare i risparmi addizionali conseguiti dagli interventi, al netto di quelli che sarebbero stati comunque ottenuti, anche in assenza degli interventi, per effetto dell'evoluzione tecnologica e di mercato. Nove schede esemplificative per la quantificazione dei risparmi di energia primaria conseguibili attraverso altrettanti interventi ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 sono state poste in consultazione in allegato al Documento.

È stata inoltre proposta l'identificazione sia di una dimensione minima per ogni intervento, sia di criteri di tutela della concorrenza e di non discriminazione nei confronti delle diverse tipologie di clienti nell'offerta e nell'esecuzione dei progetti.

Al termine di verifiche e controlli sulla documentazione di progetto trasmessa all'Autorità o conservata, l'Autorità emetterà TEE a certificazione dei risparmi effettivamente conseguiti dagli interventi. Al fine di favorire l'accesso al mercato dei TEE al più ampio numero di soggetti possibile, l'Autorità ha proposto che abbiano diritto alla loro emissione le società di servizi energetici e tutti i distributori di energia elettrica e gas, inclusi quelli non soggetti agli obblighi stabiliti dai decreti. I TEE saranno di 3 tipi e si propone che abbiano una vita utile pari a 5 anni, consentendo per questa via ai distributori una certa flessibilità nell'utilizzare quelli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno, al fine del conseguimento degli obiettivi specifici nei quattro anni successivi.

Per quanto riguarda la sanzione da irrogare in caso di inadempienza agli obblighi stabiliti dai decreti, il Documento per la consultazione propone che il suo

valore unitario (€/tep non risparmiato) sia pari al maggior valore tra un parametro fissato a priori e il prezzo medio di mercato dei TEE registrato nell'anno al quale fa riferimento l'inadempienza, moltiplicato per un coefficiente superiore a 1. Tale soluzione garantisce che la sanzione sia proporzionale e comunque superiore agli investimenti compensativi, come esplicitamente richiesto dai decreti e, al contempo, evita che il valore della sanzione agisca da elemento distorsivo nelle contrattazioni dei TEE, lasciando che il mercato riveli il costo reale del risparmio energetico.

L'Autorità ha infine proposto che i distributori abbiano la possibilità di recuperare, attraverso lo strumento tariffario, la parte dei costi sostenuti per il conseguimento degli obiettivi quantitativi loro imposti non coperta da altre risorse; il riconoscimento proposto non è a piè di lista, bensì basato su parametri standard così da promuovere l'efficienza nella realizzazione degli interventi di risparmio; è inoltre limitato ai risparmi di energia primaria ottenuti dai singoli distributori attraverso progetti di riduzione dei consumi della forma di energia distribuita. Il prelievo verrebbe realizzato sulla quota variabile della tariffa e su base presuntiva, con conguagli da effettuarsi al termine del processo di verifica del conseguimento degli obiettivi a carico dei singoli distributori.

Attività svolta nell'ultimo anno

In seguito alla pubblicazione del Documento per la consultazione del 4 aprile 2002, l'Autorità ha ricevuto dai soggetti interessati osservazioni e commenti sia in forma scritta, sia nell'ambito delle audizioni pubbliche svoltesi in data 13 e 14 giugno 2002.

Tenendo conto dei commenti ricevuti dalla consultazione, l'Autorità ha avviato la definizione delle regole di attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, deliberando i primi provvedimenti attuativi.

Con provvedimento 1 agosto 2002, n. 152, nell'ambito dell'aggiornamento per l'anno 2003 dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio, l'Autorità ha deliberato l'esazione per l'anno 2003 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico.

Con delibera 27 dicembre 2002, n. 234, sono state approvate le prime 8 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi conseguibili attraverso altrettanti interventi ammissibili ai sensi dei decreti. Le schede riguardano metodi di valutazione di tipo standardizzato e contengono criteri di valutazione specifici da intendersi come complementari a quelli di carattere generale che verranno definiti nell'ambito delle *Linee guida* di cui all'art. 5, comma 5, dei decreti.

Ai fini della determinazione degli obiettivi specifici a carico dei singoli distribu-

tori, l'Autorità ha approvato la delibera 27 dicembre 2002, n. 233, finalizzata alla:

- quantificazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite sul territorio nazionale che servono come riferimento per il calcolo degli obiettivi specifici per i distributori dell'anno 2002;
- richiesta ai singoli distributori, soggetti agli obblighi di cui ai decreti, di inviare periodicamente le autocertificazioni delle quantità distribuite annualmente e di autocertificare il numero di clienti serviti al 31 dicembre 2001;
- definizione delle procedure attraverso le quali verranno determinati, con successivo provvedimento dell'Autorità, gli obiettivi specifici a carico dei singoli distributori.

Il 16 gennaio 2003 è stato diffuso un nuovo Documento per la consultazione contenente nuove proposte di schede per la quantificazione dei risparmi energetici conseguibili da specifiche tipologie di intervento ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali 24 aprile 2001; ciò con l'obiettivo di ampliare progressivamente il numero di interventi valutabili attraverso metodi standardizzati e ingegneristici, coerentemente con le proposte avanzate dall'Autorità nel Documento per la consultazione 4 aprile 2002 e con la risposta positiva espressa dai soggetti interessati.

Con delibera 1 aprile 2003, n. 28, l'Autorità ha approvato lo Schema di *Linee guida* di cui all'art. 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, deliberandone l'invio alle Regioni e alla Province autonome per acquisirne i commenti e le osservazioni in base a quanto previsto dal legislatore e prima della sua approvazione e pubblicazione. Lo Schema tiene conto dei commenti e delle osservazioni ricevuti dalla consultazione svolta sul Documento 4 aprile 2002 per la parte relativa al contenuto delle *Linee guida*.

Nel corso dell'anno è stata infine avviata l'attività di gestione delle richieste di parere preliminare di conformità di specifici interventi e progetti di risparmio energetico alle disposizioni dei decreti, in collaborazione con i ministeri competenti.

Sezione 3

RAPPORTI ISTITUZIONALI E ORGANIZZAZIONE DELL'AUTORITÀ

RAPPORTI ISTITUZIONALI

L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE

Nell'ambito delle attività di relazione e raccordo istituzionale con altre amministrazioni pubbliche l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel periodo aprile 2002 – aprile 2003, ha formulato segnalazioni al Governo e al Parlamento su disegni di legge in discussione, nonché osservazioni e proposte ai fini della promozione della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, come previsto dalla propria legge istitutiva. Essa ha inoltre presentato al Ministero delle attività produttive, in attuazione di quanto contemplato dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, propri pareri relativamente a schemi di regole e di decreti funzionali alla liberalizzazione del settore elettrico.

L'Autorità è stata chiamata a fornire specifici elementi conoscitivi e osservazioni attinenti ai settori di propria competenza nell'ambito di audizioni parlamentari presso le competenti commissioni parlamentari del Senato della Repubblica e della Camera dei deputati.

Nel febbraio 2003 è stata infine avviata, di concerto con l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, un'indagine conoscitiva congiunta sui mercati dell'energia elettrica e del gas. Tale indagine si è resa necessaria in considerazione del fatto che il processo di liberalizzazione dei due settori non è stato ancora completato in alcuni requisiti qualificanti, e non ha dato luogo a livelli di apertura del mercato alla concorrenza tali da determinare gli attesi incrementi di efficienza e di riduzione degli oneri per i clienti finali. Obiettivo dell'Autorità è di ottenere dall'indagine, che si concluderà prevedibilmente nell'autunno 2003, elementi informativi rilevanti per promuovere azioni di propria competenza.

Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento

Legge Regione Sicilia 26 marzo 2003, n. 2

Il 23 maggio 2003 l'Autorità ha inoltrato al Governo una propria segnalazione in merito alle disposizioni della legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2, che ha istituito un tributo ambientale fisso sui gasdotti presenti sul territorio regionale (per l'anno 2002 pari a 153 euro per m^3 di gasdotto) e modificato la normativa vigente per il riconoscimento dei clienti idonei del settore del gas naturale. Il 20 giugno 2003 la segnalazione è stata trasmessa anche al Parlamento e, come oggetto di una nota, alla Commissione europea. Relativamente al tributo ambientale, l'Autorità ritiene che le disposizioni della legge della Regione Sicilia presentino profili di illegittimità tali da determinare gravi impedimenti alla realizzazione degli obiettivi di liberalizzazione e apertura del mercato interno ed europeo del gas naturale (per una descrizione in dettaglio si rinvia

al Capitolo 5). L'eventuale riconoscimento in tariffa del tributo regionale, richiesto dall'operatore della rete, comporterebbe inoltre un significativo aggravio economico delle tariffe di trasporto sulla rete sia nazionale sia regionale, che si rifletterebbe immancabilmente sui prezzi ai consumatori finali (stimabile nel 90 per cento per la Sicilia, nel 15 per cento per il Centro Italia per la rete nazionale e nel 6 per cento per quelle regionali). A questo si aggiungerebbero aumenti del 5 per cento del costo di importazione dall'Algeria e del 10 per cento dell'onere per nuovi investimenti infrastrutturali nella Regione Sicilia.

Infine le scadenze e le soglie di idoneità previste per l'apertura del mercato dalla legge regionale, oltre a rappresentare una deviazione dalla normativa nazionale definita dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono anche in evidente contrasto con le condizioni minime per l'apertura previste dall'art. 18 della Direttiva 98/30/CE stessa. Per l'insieme di questi motivi l'Autorità ha invitato il Governo a sollevare nei confronti della legge regionale n. 2/03 la questione della legittimità costituzionale, prevista dall'art. 127 della Costituzione.

Misure per la promozione della concorrenza nei settori energetici

A seguito degli indirizzi concordati dal Consiglio europeo di Barcellona del 15-16 marzo 2002 in materia di accelerazione dei processi di liberalizzazione nei settori dell'energia elettrica e del gas, recepiti dalla Commissione europea il 7 giugno 2002, il 13 giugno dello stesso anno l'Autorità ha ritenuto opportuno inoltrare al Governo una segnalazione su possibili misure per la promozione della concorrenza nei suddetti mercati. In quella occasione sono stati anche individuati provvedimenti necessari per l'attuazione della legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, che modificano il titolo V della seconda parte della Costituzione riconoscendo potestà legislativa regionale, concorrente con lo Stato, in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia. In merito a quest'ultima l'Autorità ha ritenuto opportuno sia sottolineare l'esigenza, in fase attuativa, della competenza statale per quanto riguarda le funzioni di regolazione e garanzia, sia affidare all'Amministrazione centrale le funzioni amministrative che per loro natura richiedono un'unitarietà di esercizio, come per la gestione e lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto. Per contro, tra le funzioni amministrative che necessitano di competenze locali per completare il processo di liberalizzazione, sono la semplificazione e l'accelerazione delle procedure autorizzative per la localizzazione e la realizzazione di nuovi impianti e delle reti, il rilascio delle concessioni per l'attività di distribuzione, l'individuazione di standard di qualità intregrativi rispetto a quelli nazionali e la promozione dell'uso efficiente delle risorse energetiche.

Relativamente al completamento dei processi di liberalizzazione in corso e tenuto conto delle misure concordate in ambito europeo per la loro velocizza-

zione, l'Autorità ha segnalato interventi sia dal lato della domanda sia da quello dell'offerta. In particolare sono state raccomandate la graduale estensione dell'idoneità a tutti i clienti del mercato elettrico entro l'1 gennaio 2004; l'imposizione di nuovi tetti *antitrust* per quanto riguarda l'offerta di energia elettrica sia per l'operatore dominante (40 per cento dell'energia prodotta o importata, al netto dell'autoproduzione e dell'energia rinnovabile incentivata, dall'1 gennaio 2006), sia per i nuovi soggetti entranti (20 per cento dell'energia prodotta o importata al netto dell'autoproduzione ed energia rinnovabile incentivata); soluzioni specifiche atte a sottrarre all'operatore dominante il controllo degli impianti di modulazione e di punta che hanno un ruolo determinante per la formazione del prezzo sul mercato delle offerte (impianti di generazione virtuali o impianti in affitto).

L'Autorità ha inoltre segnalato l'esigenza di sopprimere il regime dei costi non recuperabili, contestualmente a quello che compensa la maggiore valorizzazione dell'energia prodotta da impianti idroelettrici. Nei primi anni di attuazione della liberalizzazione il prezzo dell'energia all'ingrosso non ha subìto diminuzioni tali da giustificare l'applicazione del regime dei costi non recuperabili ammesso dalla Direttiva 96/92/CE. Infine l'Autorità ha segnalato le esigenze: di unificare la proprietà e la gestione della rete elettrica nazionale in capo a un soggetto indipendente collocabile in borsa; di razionalizzare l'ambito della rete di trasmissione nazionale stessa; di destinare l'energia elettrica importata in virtù dei contratti pluriennali stipulati da Enel S.p.A. anteriormente all'attuazione delle Direttiva 96/92/CE all'Acquirente Unico S.p.A., indirizzandola al mercato vincolato (circa 2 000 MW dalla Francia e dalla Svizzera); di revisionare la regolazione delle imprese elettriche minori; di far valere stringenti clausole di reciprocità soprattutto nei confronti delle imprese francesi già presenti in Italia. Per il settore del gas naturale l'Autorità ha suggerito al Governo l'opportunità di creare un sistema di scambi per le offerte di vendita e acquisto, delle capacità, dei diritti e dei derivati anche finanziari (borsa del gas naturale), affidato in via provvisoria e non esclusiva a Snam Rete Gas S.p.A. Infine ha sottolineato l'esigenza di adeguare la disciplina delle sanzioni, dal punto di vista sia repressivo sia preventivo, a quanto contemplato dalla legge *antitrust*.

Misure urgenti per favorire l'iniziativa privata e la concorrenza

Nell'ambito dell'iter parlamentare al Senato e alla Camera del disegno di legge collegato alla finanziaria, recante misure per favorire l'iniziativa privata e la concorrenza (divenuto la legge 12 sicembre 2002, n. 273), l'Autorità ha inoltrato al Governo e al Parlamento due segnalazioni relative a emendamenti discussi nelle commissioni di competenza dei due rami parlamentari. Esse introducevano, in contraddizione con la normativa europea e le normative nazionali di re-

cepimento, un regime di accesso negoziato alle reti e ai terminali di rigassificazione del gas naturale (segnalazione del 20 giugno 2002) e una limitazione delle competenze dell'Autorità in materia di allocazione delle capacità di importazioni elettriche (segnalazione del 15 ottobre 2002). Ambedue le segnalazioni sono state recepite dal Parlamento nel processo di adozione finale della legge.

Decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, "blocca tariffe"

Con delibera 12 settembre 2002, n. 165, l'Autorità ha reso pubblica, in vista dell'incontro con i rappresentanti del Governo, una sintesi della propria posizione riguardo al decreto legge n. 193/02, che ha sospeso l'efficacia delle determinazioni tariffarie, assunte il 28 agosto 2002, fino all'adozione, da parte del Governo, di criteri integrativi rispetto a quelli stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481. In quel documento l'Autorità ha inteso fornire alcuni elementi valutativi sui temi più significativi relativi alla dinamica delle tariffe e dei prezzi nei settori dell'energia elettrica e del gas, assicurando al Governo nel contempo piena collaborazione per gli interventi volti al contenimento delle spinte inflattive derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali delle materie prime e del petrolio. Veniva inoltre assicurata informazione preventiva in merito ai provvedimenti tariffari in grado di incidere su prezzi e tariffe. Dando piena attuazione alle disposizioni del decreto legge n. 193/02, l'Autorità comunicava quindi la sospensione delle proprie determinazioni tariffarie assunte in data 28 agosto 2002, confermando al contempo l'efficacia di quelle precedenti. Nella fissazione di criteri tariffari integrativi volti al contenimento delle spinte inflazionistiche, inoltre, l'Autorità si dichiarava disponibile a rivedere i meccanismi di indicizzazione delle tariffe allora in vigore, così da attenuare l'impatto sui consumatori e sul livello generale dei prezzi di eventuali balzi nei costi delle materie prime.

Disegno di legge di riordino del settore energetico

Il 5 dicembre 2002 l'Autorità ha inviato al Governo e al Parlamento le proprie osservazioni e proposte in merito al progetto di legge A.C. 3297, *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione di rifiuti radioattivi*, in discussione in Parlamento. L'Autorità, pur condividendo pienamente le finalità del disegno di legge (completamento della liberalizzazione, definizione di competenze fra Stato e Regioni in materie concorrenti, incremento dell'efficienza del mercato interno e semplificazione delle procedure, diversificazione delle fonti energetiche e tutela della sicurezza e dell'ambiente), ha ritenuto opportuno segnalare alcuni aspetti soprattutto in vista delle innovazioni introdotte dalle proposte di direttive concordate nell'ambito dell'Unione europea volte, ad accelerare i processi di liberalizzazione e della

legge 28 ottobre 2002, n. 238. In particolare si sono individuate norme primarie di materie oggetto di regolazione, che potrebbero introdurre un irrigidimento del quadro normativo incompatibile con lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Fra queste, l'art. 9 che ridefinisce le funzioni di indirizzo del Governo e il raccordo con l'attività dell'Autorità in compiti affidatigli dalla legge. Il Governo, nei sei anni passati, ha più volte incisivamente esercitato nei confronti dell'Autorità la funzione di indirizzo politico già prevista dalla legge come nei casi della riforma delle tariffe elettriche, dell'allocazione della capacità di importazione di energia elettrica e degli oneri generali del sistema elettrico. Una nuova ridefinizione potrebbe incidere sullo statuto di indipendenza dell'Autorità e di conseguenza di certezza del quadro regolatorio con conseguente aumento dell'incertezza per gli operatori e i consumatori.

Fra le altre norme previste dal disegno di legge in cui l'Autorità ravvisa una sovrapposizione di competenze e talvolta contraddizione con altre fonti normative di recente approvazione parlamentare, figurano gli artt. 10 e 12, in materia di nuove capacità di stoccaggio, rigassificazione e trasporto del gas naturale, in cui si prefigurano regimi di accesso negoziato e si definiscono nuovi criteri per la remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione che comporterebbero un aggravio dell'onere a carico dei consumatori. L'Autorità ha segnalato, inoltre, punti del disegno di legge che potrebbero introdurre elementi di discontinuità e ambiguità rispetto alla disciplina vigente e creare problemi applicativi; è il caso, per esempio, dell'art. 2, che ripartisce le diverse attività dei settori dell'energia elettrica e del gas fra attività libere, di interesse pubblico e in concessione. Infine, ha ricordato sia l'esigenza di razionalizzare l'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica prima di unificare in capo a un unico soggetto indipendente la proprietà e la gestione, sia quella di sopprimere contestualmente il meccanismo di reintegro dei costi non recuperabili e il meccanismo di compensazione delle plusvalenze della produzione idroelettrica in modo tale da non aggravare l'onere a carico dei consumatori.

Rilascio di pareri al Ministero delle attività produttive e al Gestore della rete di trasmissione nazionale

Nel rispetto di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99 in merito alla Disciplina del mercato elettrico predisposta dal Gestore del mercato S.p.A. (Gme), l'Autorità ha rilasciato, con delibera 23 aprile 2001, n. 97, un parere favorevole subordinatamente ad alcuni interventi di integrazione e modificazione. La disciplina disponeva a sua volta che le norme attuative del mercato fossero definite successivamente in Istruzioni e disposizioni tecniche di funzionamento a cura del Gme e sottoposte ad approvazione da parte del Ministero

per le attività produttive, previo parere dell'Autorità. Con la delibera 23 aprile 2002, n. 72, l'Autorità ha rilasciato al Ministero delle attività produttive il proprio parere relativo a uno *Schema di istruzioni alla disciplina del mercato elettrico* predisposto dal Gme e ricevuto il 5 febbraio 2003 dal ministero stesso. L'Autorità ha espresso parere favorevole sullo *Schema* purché venissero recepiti i seguenti rilievi e indicazioni per modifiche:

- la società Gme non può essere coinvolta in attività commerciali del mercato elettrico in alcuna veste;
- le disposizioni contenute nel titolo V delle Istruzioni circa la disciplina del servizio di dispacciamento o loro integrazione devono essere soppresse per garantire la massima trasparenza del quadro normativo agli utenti;
- la previsione del prezzo unico nazionale può essere mantenuta solo in presenza di una modifica della normativa vigente in capo all'Autorità (delibera 28 giugno 2001, n. 95), adottabile solo a fronte di un preciso atto di indirizzo del Governo;
- il contratto per adesione previsto nelle Istruzioni deve essere modificato e reso aderente alle funzioni attribuite al Gme dal decreto legislativo n. 79/99, ovvero deve essere un contratto bilaterale fra singolo operatore e il Gme stesso;
- la soluzione delle controversie tra operatori e tra questi e il Gme deve essere assoggettata a norme emanate dall'Autorità come previsto dalla legge.

L'8 maggio 2002 l'Autorità ha inoltrato al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (Grtn) (come previsto dalle norme dettate dal decreto legislativo n. 79/99 relative al dispacciamento provvisorio o passante e dalla delibera sul dispacciamento di merito economico n. 95/01) un proprio parere finale sullo *Schema di regole per il servizio di dispacciamento* predisposto dal Grtn. Già nel dicembre 2001 l'Autorità aveva inoltrato al Grtn un primo parere con richiesta di integrazioni e rettifiche: le integrazioni richieste erano pervenute all'Autorità nel marzo 2003. Con il successivo parere l'Autorità ha evidenziato alcune imprecisioni terminologiche e carenze di disciplina che possono dar luogo a interpretazioni contraddittorie con la disciplina di dispacciamento prevista a regime.

Il 29 novembre 2002, come previsto dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 3, comma 12), l'Autorità ha rilasciato al Ministero delle attività produttive parere favorevole sui 53 schemi di convenzione predisposti dal Grtn con produttori/distributori per la cessione di energia elettrica e dei diritti del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6 (titolo IV).

Il 12 febbraio 2003 l'Autorità ha rilasciato al Ministero delle attività produttive l'intesa sullo Schema di decreto relativo alle *Modalità di gestione del Fondo di finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per*

il sistema elettrico. I costi di ricerca di sistema erano stati inclusi, dal decreto legislativo n. 79/99, fra gli oneri generali del sistema elettrico. Con successivo decreto del 26 giugno 2000, adottato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato d'intesa con l'Autorità, erano stati definiti i criteri per individuare le specifiche attività da assimilare a ricerca di sistema e si era disposto di coprirne i costi con le risorse di un apposito Fondo, creato presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, che veniva interamente assegnato in via provvisoria alla società Cesi S.p.A. Nell'intesa rilasciata è previsto l'affidamento anche per il 2002 e il 2003 delle competenze del Fondo, di cui si disciplinano le modalità di gestione, alla società Cesi.

Audizioni presso le commissioni parlamentari competenti

Fiscalità nel settore del gas naturale

Il 7 luglio 2002 l'Autorità è stata chiamata in audizione dall'Ufficio di Presidenza della VI Commissione finanze della Camera per rendere conto delle esigenze di adeguamento della struttura fiscale sui consumi del gas naturale, conseguenti alla riforma delle tariffe di fornitura, definita con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237, in vigore dall'1 luglio 2001. Il nuovo ordinamento tariffario ha introdotto importanti innovazioni fra cui: la separazione fra la tariffa di distribuzione, destinata a rimanere in regime di monopolio, e la tariffa di fornitura, destinata a svolgersi in condizioni concorrenziali; il superamento delle differenze tariffarie in funzione degli usi del gas; l'induzione delle opzioni tariffarie costituite da quote fisse e quote variabili articolate per scaglioni di consumo; l'introduzione di contributi a favore di clienti economicamente disagiati. Il prelievo fiscale sul gas naturale è strutturato in accise erariali e addizionali regionali, differenziate sia per tipologia d'uso sia per differenze territoriali; a queste si aggiunge un'imposta sul valore aggiunto (IVA) ordinaria (20 per cento) e agevolata (10 per cento) per usi domestici di cottura cibi e acqua calda. Le proposte dell'Autorità, sintetizzate anche nella memoria scritta depositata in audizione, riguardano l'esigenza urgente di armonizzare il regime impositivo con quello del nuovo ordinamento tariffario. In particolare è necessaria una ridefinizione della base imponibile e delle aliquote, tale da rendere il regime applicabile alla separazione fra servizi di distribuzione e di vendita e a superare la differenziazione tariffaria fra destinazioni d'uso; mentre l'introduzione di un'aliquota IVA unica permetterebbe nel contempo di superare il contenzioso in atto riguardante l'applicazione dell'IVA al 20 per cento alle forniture di gas effettuate nel periodo aprile-ottobre, durante il quale per disposizione normativa il riscaldamento non può essere utilizzato.

Decreto "blocca tariffe"

Il 24 settembre 2002, l'Autorità è stata chiamata in audizione presso la X Commissione del Senato per dar conto, a seguito dell'emanazione da parte del

Governo del decreto legge n. 193/02, recante misure urgenti in materia di servizi pubblici, della struttura tariffaria vigente, dei criteri tariffari adottati per la sua definizione, dei meccanismi di aggiornamento tariffario e dell'impatto di tali meccanismi sull'inflazione, in particolare in riferimento all'andamento del prezzo del petrolio.

Indagine sui prezzi e le tariffe

Il 4 dicembre 2002 l'Autorità è stata chiamata in audizione nell'ambito dell'*Indagine conoscitiva sulle recenti dinamiche dei prezzi e delle tariffe e sulla tutela dei consumatori* aperta congiuntamente, nel settembre 2002, dalla X Commissione industria, commercio e turismo del Senato e dalla X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera. Nella memoria depositata, l'Autorità ha voluto riferire in modo esauriente e documentato del ruolo svolto nei sei anni di attività nella definizione delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e nella tutela dei consumatori e degli utenti; ruolo quest'ultimo, che si rafforza peraltro con il progressivo affermarsi della liberalizzazione nel mercato nazionale e sua integrazione in quello europeo. In questo ambito sono stati in particolare illustrati i criteri di riferimento per il controllo tariffario antecedentemente all'istituzione dell'Autorità e i criteri contenuti nella legge n. 481/95 a cui si è ispirato, recependo anche gli indirizzi governativi, l'intervento di riforma degli ordinamenti tariffari operati dall'Autorità. Nella stessa memoria sono state dettagliatamente illustrate le strutture tariffarie vigenti per i servizi dell'energia elettrica e del gas. Dai dati di confronto internazionale dei prezzi emerge che le tariffe italiane sono, in ambedue i settori, nettamente superiori a quelle degli altri paesi europei: è necessario quindi operare per una loro riduzione attraverso la promozione della concorrenza soprattutto dal lato dell'offerta. L'Autorità, nella stessa memoria, ha quindi sottoposto a Governo e Parlamento alcuni nodi e problemi che a suo avviso ostacolano i processi di apertura dei mercati. Fra questi: l'inadeguatezza dei vigenti tetti *antitrust* alla produzione e all'importazione di energia elettrica e gas rispetto all'obiettivo di favorire lo sviluppo di una robusta concorrenza agli operatori dominanti nei due settori; i vincoli sulle capacità di importazione di energia elettrica e di stoccaggio per il gas naturale; l'avvio di un mercato centralizzato delle offerte con meccanismi che garantiscano un adeguato riparo dal potere di mercato dell'operatore dominante. L'Autorità, che opera in ambito internazionale attraverso il *Council of European Energy Regulators* (CEER) per rimuovere in Europa tali ostacoli, ha valutato molto positivamente analoghe iniziative del Governo e del Parlamento per favorire l'apertura dei mercati. Contemporaneamente, considerando che per lungo tempo il potenziale concorrenziale nei due settori energetici rimarrà comunque limitato, l'Autorità ritiene prioritarie, negli anni a venire, le azioni di tutela dei consumatori e degli utenti anche qualora a questi venga offerta l'opportunità di scegliere liberamente il proprio fornitore.

Soppressione degli *stranded costs* e della "rendita idro"

In occasione della conversione in legge del decreto legislativo 18 febbraio 2003, n. 25, recante *Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico*, l'Autorità è stata chiamata il 28 febbraio 2003 in audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera. Il disegno di legge di conversione disponeva: la soppressione a partire dall'1 gennaio 2004 dei costi non recuperabili o *stranded cost*, per i quali dettava anche prescrizioni relative alle modalità di calcolo; la soppressione dall'1 gennaio 2002 del prelievo sull'energia idroelettrica; nuove modalità di calcolo per la compensazione dei costi del gas nigeriano; disposizioni tese a semplificare e razionalizzare le autorizzazioni per nuovi impianti di produzione elettrica o per il potenziamento di quelli esistenti. La disciplina dei costi non riconosciuti, introdotta sulla base di proposte dell'Autorità per il periodo 2000-2006, è basata su una metodologia di calcolo annuale a posteriori (impianto per impianto) in quanto l'emergere di questi, con segno positivo o negativo, dipende dall'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Alla luce dell'esperienza del biennio 2000-2001 e delle previsioni dell'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per gli anni a seguire, l'Autorità ha segnalato al Parlamento che il riconoscimento dei costi non riconosciuti può essere soppresso, con vantaggi in termini di semplicità senza grave danno per le imprese e con un minor onere per i consumatori. Sulle nuove modalità di calcolo suggerite nel disegno di legge di conversione, ha invece segnalato che esse determinano un aumento di tali costi con un aggravio per il periodo 2000-2003 di circa 350 milioni di euro a carico dei consumatori (in tutto il periodo 2000-2006 il peso complessivo di tali costi sulle bollette è stimabile in 1 000 milioni di euro). L'Autorità ha inoltre segnalato che la soppressione del prelievo idroelettrico con effetto retroattivo sul 2002 e con un anno di anticipo sulla soppressione dei costi non recuperabili non solo comporterebbe un recupero di proventi già incassati dai consumatori, ma anche un aggravio per i consumatori stimabile tra 1 830 e 1 000 milioni di euro. L'effetto combinato delle due soppressioni, così come previsto nel disegno di legge di conversione, risulta stimabile tra un beneficio netto di 260 milioni di euro per i consumatori e un aggravio di circa 840 milioni per gli stessi. A questo si aggiungeva un aggravio di circa 550 milioni di euro derivante dall'applicazione di nuove modalità di calcolo per il gas nigeriano. Nelle sue conclusioni l'Autorità sottolineava comunque quanto l'effetto finale delle disposizioni previste in materia di costi non recuperabili dipendesse dall'andamento atteso del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e, in ultima analisi, dal grado di concorrenza sul mercato. Questo a sua volta deriva in buona misura dall'accelerazione e dalla semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione di nuovi impianti, per cui il decreto legge detta precise disposizioni.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE, CONTROLLO E STATO DEL CONTENZIOSO

Attività di consultazione

Sin dalla sua costituzione, l'Autorità si è impegnata a garantire la massima trasparenza dei processi decisionali con valenza esterna, coinvolgendo direttamente in procedure di consultazione consolidate le parti interessate e le associazioni che ne rappresentano gli interessi. Tali procedure prevedono la diffusione da parte dell'Autorità delle 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 ricavare osservazioni e suggerimenti sul proprio operato da tutti i soggetti interessati.

Nel periodo compreso tra aprile 2002 e aprile 2003, utilizzando anche il suo sito Internet, l'Autorità ha diffuso 8 Documenti per la consultazione in vista dell'adozione di provvedimenti e riunito le osservazioni dei soggetti interessati nel corso di audizioni tenutesi il 13 e 14 giugno 2002, in tema di efficienza energetica, e il 7 e 8 aprile 2003 in tema di condizioni economiche per la fornitura del gas naturale. A ognuna delle audizioni speciali hanno partecipato circa 80 soggetti interessati. È prevista nella prima metà del luglio 2003 un'audizione periodica con tutti loro; all'ordine del giorno verranno posti anche i Documenti per la consultazione di ampio interesse per le parti sociali e i consumatori nel loro complesso, quali quello sulla tariffa sociale per la fornitura di energia elettrica e quello relativo ai Codici di condotta commerciale per la vendita del gas ai consumatori finali.

Regolamento audizioni

Alla luce dell'esperienza maturata nelle numerose attività di consultazione svolte dal 1997 a oggi (sono stati diffusi 48 Documenti per la consultazione e indette 12 audizioni su temi di particolare rilevanza con tutti i soggetti interessati fra giugno 1997 e aprile 2003) e considerati i cambiamenti di contesto intercorsi, si è resa opportuna una revisione del regolamento per le audizioni periodiche e speciali, definito nel maggio 1997 (delibera 16 maggio 1997, n. 44, modificata con la delibera 7 maggio 1999, n. 56). Da un lato la progressiva liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas ha promosso la nascita di nuovi portatori di interessi pubblici e privati e di nuove formazioni associative e inciso, talvolta significativamente, sugli interessi di cui sono portatori utenti, consumatori e altri soggetti. Dall'altro il decentramento amministrativo e legislativo e il conferimento di ulteriori responsabilità e poteri alle

Amministrazioni regionali hanno fatto emergere nuove forme organizzative ed esigenze di rappresentazione di interessi collettivi e diffusi anche su base locale. Con delibera 10 aprile 2003, n. 33, l'Autorità ha pertanto adottato un nuovo regolamento per le audizioni periodiche e speciali e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti sull'efficacia dei servizi, volto a favorire una più ampia partecipazione, l'accesso alle informazioni e la pubblicità delle proposte e delle decisioni. Oltre alle associazioni dei consumatori e degli utenti, a quelle ambientaliste, sindacali dei lavoratori e delle imprese, possono partecipare alle audizioni tutti i soggetti portatori di interessi pubblici e privati e comuni o diffusi: le procedure di partecipazione sono, per questo, state semplificate e rese più trasparenti; le audizioni sono state inoltre aperte al pubblico ed è previsto, ove necessario, anche l'impiego di mezzi di comunicazione a distanza per facilitare la partecipazione in modo diffuso sul territorio.

TAV. 7.1 **SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**

Aprile 2002 – Aprile 2003

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali	4.4.02	Audizioni speciali 13-14 giugno 2002
Regolazione delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas	13.6.02	Scritta
Determinazione convenzionale dei profili di prelievo di energia elettrica per i clienti finali non dotati di misuratori orari e definizione dei flussi informativi necessari alla previsione e alla consuntivazione dei prelievi di energia elettrica	1.8.02	Scritta
Condizioni economiche per la fornitura di gas naturale dagli esercenti l'attività di vendita	12.12.02	Audizioni speciali 7-8 aprile 2003
Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001	16.1.03	Scritta
Modificazione delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti tematici in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio	12.2.03	Scritta
Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati	20.2.03	Scritta
Garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e norme per la predisposizione dei Codici di rete	1.4.03	Scritta
Integrazioni e modifiche della delibera dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237	17.4.03	Scritta

Ispezioni e controlli tecnici

Nel periodo compreso tra il maggio 2002 e l'aprile 2003 è stato svolto un programma di controlli tecnici (Tav. 7.2), consistenti in sopralluoghi presso esercenti o impianti ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95, ed effettuati prevalentemente in attuazione di delibere dell'Autorità. Nel periodo menzionato i controlli tecnici sono stati 24, mentre sono 176 quelli realizzati dall'inizio dell'attività di controllo.

Una parte consistente dei controlli ha effettuato verifiche sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti e relativi al 2001, suddivise in due diverse fasi. La prima ha interessato gli esercenti con un numero di utenti compreso tra 5 000 e 100 000 entrati per la prima volta in regolazione; i risultati sono stati utilizzati per la predisposizione della delibera 1 agosto 2002, n. 154, con cui l'Autorità ha determinato i livelli tendenziali di miglioramento della continuità come base per la regolazione della qualità del servizio. La seconda fase ha riguardato esercenti già sottoposti a regolazione ed era finalizzata al procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi all'anno 2001; i risultati sono stati utilizzati, infatti, per la predisposizione della delibera 23 gennaio 2003, n. 7, con cui l'Autorità ha determinato, per ciascun ambito territoriale, i recuperi di continuità del servizio conseguiti dagli esercenti.

Altri controlli hanno riguardato interventi realizzati in ordine alle provvidenze per produttori di elettricità, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, e alla corretta applicazione delle tariffe del gas. L'elenco dei controlli tecnici è riportato in dettaglio nella tavola 7.3. Tutti gli interventi effettuati hanno dato o daranno luogo a provvedimenti generali o individuali dell'Autorità.

L'attività di ispezione

Nel periodo compreso tra maggio 2002 e aprile 2003 si è svolto un programma di ispezioni ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, in collaborazione con la Guardia di Finanza (con la quale l'Autorità ha in corso un apposito Protocollo d'intesa). Il programma delle ispezioni sistematiche è fissato da un progetto deliberato dall'Autorità. In base a tale programma dovevano essere ispezionati 24 esercenti il servizio di distribuzione elettrica e 28 esercenti il servizio di distribuzione gas naturale, per un totale di 52 soggetti.

Per il settore elettrico l'oggetto delle verifiche ispettive riguardava la corretta applicazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i clienti finali in bassa tensione e del servizio di vendita per i clienti del mercato vincolato in bassa tensione; oltre che la corretta modalità di fatturazione dei corrispettivi di trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione a seguito dell'introduzione dell'euro nell'ordinamento nazionale. Per il settore gas, l'oggetto delle verifiche riguardava tra l'altro il controllo delle informazio-

TAV. 7.2 **SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI**

Maggio 2002 – Aprile 2003

MOTIVAZIONE	ESERCENTI O IMPIANTI CONTROLLATI
REGOLAMENTAZIONE DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO	5 ESERCIZI DELL'ENEL DISTRIBUZIONE 6 AZIENDE DI MEDIA E GRANDE DIMENSIONE
CONTRIBUTI A PRODUTTORI ELETTRICI AI SENSI DEL PROVVEDIMENTO CIP6 E DM 4 AGOSTO 1994	6 IMPIANTI IDROELETTRICI 6 IMPIANTI GEOTERMOELETTRICI
TARIFFE ELETTRICHE GAS	1 AZIENDA DI MEDIE DIMENSIONI

TAV. 7.3 **ELENCO DEI CONTROLLI TECNICI**

Maggio 2002 – Aprile 2003

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	NUMERO E CARATTERISTICHE DEI SOGGETTI	ESITO
Servizio di distribuzione elettrica	2 aziende con numero di utenti superiore a 100 000 1 azienda con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Verificati 17 ambiti territoriali di cui 8 dichiarati non validi
	3 aziende con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Verificati 4 ambiti territoriali di cui 1 dichiarato non valido
Servizio di produzione elettrica	1 impianto idroelettrico di taglia media di una società di produzione di medie dimensioni 5 impianti idroelettrici di taglia medio grande di una grande società di produzione 6 impianti geotermoelettrici di una grande società di produzione	Istanza rifacimento accolta per 4 impianti idroelettrici di taglia medio grande e per 3 impianti geotermoelettrici. Istanza rifacimento respinta per 1 impianto idroelettrico di taglia medio grande e per 3 impianti geotermoelettrici. Istanza rifacimento accolta per 1 impianto idroelettrico di taglia media
Servizio di distribuzione gas	1 società locale con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	Accertata non corretta applicazione tariffa

TAV. 7.4 **ELENCO DELLE ISPEZIONI**

Maggio 2002 – Aprile 2003

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	NUMERO E CARATTERISTICHE DEI SOGGETTI	ESITO
Servizio di distribuzione elettrica	4 aziende con numero utenti superiore a 100 000	Valutazione in corso
	11 aziende con numero utenti compreso tra 5 000 e 100 000	
	9 aziende con numero utenti inferiore a 5 000	

ni tecniche sugli impianti, necessarie per una corretta applicazione dei principi tariffari; l'esecuzione delle ispezioni è stata tuttavia momentaneamente sospesa a causa del contenzioso relativo alle delibere sulle tariffe gas. L'elenco delle ispezioni effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 7.4.

Stato del contenzioso

Tra le altre possibili analisi, la valutazione del contenzioso risulta particolarmente utile per verificare l'effettiva stabilità dell'azione amministrativa dell'Autorità. A tale proposito, dalla tavola 7.5 si evince come la gestione del contenzioso abbia prodotto risultati più rilevanti, sul piano istituzionale, di quelli che si desumono dalle statistiche relative ai procedimenti giurisidizionali. In particolare si osserva che nei primi sei anni di operatività (1997-2002) l'Autorità ha adottato 1 449 provvedimenti; di questi 113 sono stati impugnati (di norma con ricorsi plurimi). L'esito dei giudizi sulle impugnazioni (rappresentato analiticamente nella successiva tav. 7.7) si è sostanziato nell'annullamento totale di soli 7 provvedimenti e nell'annullamento parziale di 4 (il riferimento è, naturalmente, alle decisioni passate in giudicato). Se si considera che le decisioni di annullamento totale non hanno 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 della crescita del contenzioso, presenti connotati di elevata stabilità.

Analisi dei ricorsi

Nel 2002 a fronte di 311 provvedimenti adottati dall'Autorità, 32 sono stati impugnati mediante 93 ricorsi. Il tasso di "reattività" dei soggetti regolati o comunque interessati ai provvedimenti dell'Autorità, misurato dal rapporto tra il numero dei ricorsi e il numero dei provvedimenti adottati, si è attestato intorno al 30 per cento durante lo scorso anno, registrando un sensibile incremento rispetto agli anni precedenti.

Per quanto riguarda la provenienza (Tav. 7.6), lo scorso anno la quasi totalità dei ricorsi è stata effettuata dalle imprese dei settori regolati, con una lieve predominanza di quelli proposti dalle imprese del gas (46), rispetto a quelli effettuati dalle imprese elettriche (44); 2 sono stati i ricorsi presentati da altre imprese e 1 da persone fisiche. La situazione al 30 aprile 2003 vede una netta predominanza invece delle imprese del gas, che hanno presentato 19 ricorsi, a fronte dei 5 presentati da imprese elettriche e 2 da altre imprese per un totale di 10 provvedimenti impugnati.

TAV. 7.5 **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	172	11 delibere + 3 note	1	1
1999	210	15 delibere + 2 note	-	1
2000	253	16 delibere + 2 note	2	-
2001	351	21 delibere + 4 note	1	2
2002	311	27 delibere + 5 note	3	-
TOTALE	**1 449**	**113**	**7**	**4**

TAV. 7.6 **RICORSI AVVERSO LE DECISIONI DELL'AUTORITÀ, PER TIPO DI RICORRENTI**

RICORRENTI	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003(A)	TOTALE
Imprese elettriche	11	21	32	16	52	44	5	181
Imprese del gas	1	1	3	11	28	46	19	109
Altre imprese	0	0	30	15	9	2	2	58
Persone fisiche	0	2	0	0	3	1	0	6
Associazioni	2	5	3	4	0	0	0	14
Amministrazioni pubbliche	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale ricorsi	14	29	68	46	92	93	26	368
Totale provvedimenti impugnati	**7**	**14**	**17**	**18**	**25**	**32**	**10**	**123**

(A) Sino al 30 aprile

Esiti dei ricorsi

Nel 2002 i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali celebrati su impugnazioni di provvedimenti dell'Autorità (Tav. 7.6) confermano la tendenza di massima riscontrata negli anni precedenti. Complessivamente, nel periodo 1997-2003, le istanze di sospensione dei provvedimenti presentate al TAR per la Lombardia sono state rigettate in 98 casi, accolte in 9 e accolte in parte in 12. Le decisioni di merito in primo grado sono state di rigetto del ricorso in 82 casi, accoglimento in 67 e accoglimento parziale in 17.

Quest'ultimo dato peraltro deve essere letto alla luce degli esiti dei giudizi di secondo grado (Tav. 7.7) dove l'Autorità ha visto integralmente accolto il

proprio appello in 17 casi e parzialmente in 4. Ancora più significativi gli esiti dei giudizi sugli appelli presentati dai ricorrenti avverso le sentenze di primo grado di rigetto dei ricorsi: in 20 casi il Consiglio di Stato ha respinto l'appello, accogliendolo integralmente in un solo caso e parzialmente in 5.

TAV. 7.7 **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	-	-	23	-	4	25
2000	46	2	-	19	16	-	12
2001	92	1	-	16	29	1	16
2002	94	6	5	4	19	7	14
2003(A)	25	-	1	18	-	-	-
TOTALE	**368**	**9**	**12**	**98**	**67**	**17**	**82**

(A) Sino al 30 aprile.

TAV. 7.8 **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	-	-	4
1998	-	-	1	1	-	1
1999	-	-	-	-	-	8
2000	10	3	1	-	-	4
2001	3	1	12	-	5	3
2002	1	-	-	-	-	-
2003(A)	-	-	-	-	-	-
TOTALE	**17**	**4**	**15**	**1**	**5**	**20**

(A) Sino al 30 aprile.

Un trade off positivo tra regolazione indipendente e controllo giurisdizionale

Il quadro statistico presentato, mentre conferma il grado di crescente ed elevata stabilità della regolazione indipendente nei settori di competenza dell'Autorità, merita una ulteriore valutazione qualitativa che non emerge direttamente dai dati numerici, ma che peraltro comincia ad essere colta nelle analisi e negli studi più recenti e suggestivi sull'evoluzione della giurisdizione amministrativa in materia di regolazione indipendente, regolazione espressa ora in poteri normativi di natura regolamentare, ora in interventi puntuali di natura provvedimentale, repressiva, sanzionatoria o arbitrale.

Al centro di un lavorio giurisprudenziale che prende avvio con l'istituzione delle prime Autorità e le accompagna nel loro svolgimento ordinamentale, lavorio che si segnala per tratti interpretativi spesso di grande finezza e profondità, in entrambi i gradi della tutela giurisdizionale, si coglie ora con un certa chiarezza il riconoscimento dell'utilizzo flessibile ed evolutivo della tradizionale figura dell'eccesso di potere, applicato all'azione indipendente delle Autorità, secondo uno schema che ha storicamente accompagnato tutta l'evoluzione dell'azione amministrativa.

La flessibilità si esprime nel diverso grado di articolazione e intensità della cognizione del giudice amministrativo che assume caratteri "forti" quando si tratta di verificare l'applicazione meccanica di percorsi e regole tecniche che, per la loro intrinseca configurazione, escludono l'esercizio di spazi di discrezionalità; o quando si tratta di saggiare il rispetto di quelle regole di partecipazione-consultazione al farsi della regolazione, che sono uno degli elementi essenziali dell'azione del regolatore indipendente; elementi che peraltro valorizzano ed esaltano principi che informano, a partire dalla legge n. 241 del 1990, tutto l'agire dei poteri pubblici.

Assume invece un carattere "debole" allorché invece si tratta di saggiare l'utilizzo di parametri e criteri che incrociano regole tecniche con lo svolgimento diretto di quei valori di parità del trattamento degli operatori e di difesa della libera concorrenza, che sono il cardine giuridico, il principio fonte, su cui si fonda la stessa scelta organizzatoria di indipendenza e che sono valori direttamente desumibili dalla normativa comunitaria (Trattati e direttive) e dalla Carta costituzionale, riletta ora anche alla luce del nuovo titolo V.

In questo caso l'utilizzo dello schema dell'eccesso di potere, di fronte ad un potere regolativo neutro, che si appoggia direttamente a principi della costituzione materiale europea, della Costituzione italiana e della intermediazione della legge, si ferma alla verifica della ragionevolezza, della proporzionalità e della congruità esterna dell'impianto logico della regolazione, ma è consapevole di non poter e dover invadere quell'area di traduzione ed interpretazione concreta, nell'assetto dato dei mercati, del principio della libertà

della concorrenza, declinato all'interno del quadro normativo positivo disposto dalla legge nazionale; quadro che peraltro, ora, come sottolineato, va costantemente rapportato alla cornice comunitaria e costituzionale.
Dove l'Autorità esercita un potere che svolge direttamente il criterio della libera concorrenza e della parità dei concorrenti e dove tale criterio si attua attraverso una lettura concreta dello stato del mercato, la cognizione del giudice amministrativo tende a rafforzare e garantire l'esercizio di questi poteri sia pienamente riconoscendoli nelle ragioni della loro indipendenza, sia depurandoli da elementi di illogicità relativi al farsi del procedimento della proporzionalità e ragionevolezza dell'intervento.

COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE

Sito Internet

Nel corso dell'ultimo anno il sito Internet dell'Autorità si è arricchito di nuovi servizi interattivi rivolti agli operatori dei settori dell'energia elettrica e del gas e ai cittadini, affermandosi così non solo quale canale privilegiato della comunicazione istituzionale dell'Autorità, ma anche come strumento di informazione specialistica e divulgativa sui temi della regolazione energetica.
Con la collaborazione del Cineca (Consorzio inter universitario di Bologna), sono stati attivati sistemi *on line* di raccolta dei dati che gli operatori dei settori devono comunicare all'Autorità per ottemperare a specifiche direttive. Tali sistemi consentono al contempo di semplificare le procedure di comunicazione dati a carico degli operatori e di ottimizzare le procedure di calcolo ed elaborazione dati a carico degli uffici dell'Autorità. In particolare sono stati realizzati:

- un servizio di raccolta *on line* delle opzioni tariffarie relative al trasporto e alla vendita dell'energia elettrica per l'anno 2003. Il sistema ha consentito ai distributori di inserire e inoltrare i dati che intendevano proporre all'Autorità per l'approvazione, usufruendo di una funzione per la verifica preliminare del rispetto del vincolo V2 per le opzioni tariffarie base;
- un servizio di raccolta *on line* dei dati di sicurezza e continuità della distribuzione del gas. La comunicazione di questi dati, obbligatoria a partire da quest'anno per tutti gli esercenti con più di 5 000 clienti finali allacciati, è avvenuta attraverso un sistema che ha permesso l'accreditamento diretto di ogni impresa a partire dal sito Internet dell'Autorità. È stata prevista, prima della definitiva entrata in funzione del servizio, una fase di prova, alla quale hanno collaborato alcune delle imprese interessate al suo utilizzo;

- un servizio *on line* di autocertificazione ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo del settore elettrico a seguito dell'abbassamento della soglia di idoneità a 100 000 kWh dal maggio 2003.

Grazie alla realizzazione di banche dati alimentate dalle informazioni provenienti dagli operatori, è stato possibile rendere disponibili e facilmente accessibili a tutti gli utenti le opzioni tariffarie approvate dall'Autorità, sia per il servizio di trasporto e di vendita dell'energia elettrica per l'anno 2003, sia per quello di distribuzione e di fornitura del gas per l'anno termico 2002-2003.
Sono stati inoltre resi disponibili *on line* i dati di continuità del servizio di fornitura dell'energia elettrica (per gli anni 1998-2001) che ogni anno, entro il 31 marzo, le imprese devono comunicare all'Autorità. Il sistema permette la ricerca dei dati attraverso la selezione delle variabili relative al tipo di interruzioni, al tipo di indicatore (numero o durata dell'interruzione per cliente), al tipo di territorio (distinto in base alla concentrazione della popolazione residente), all'impresa o gruppi di imprese e/o all'area geografica d'interesse; fornisce inoltre confronti con alcuni valori medi di riferimento.
In considerazione dell'abbassamento della soglia di consumo annuo, ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo, è stato predisposto un nuovo sistema di compilazione dell'elenco dei clienti finali idonei del settore elettrico. Esso prevede l'integrazione delle informazioni che i distributori trasmettono all'Autorità con quelle fornite direttamente dai clienti mediante la compilazione di moduli *on line* di autocertificazione.
Il numero sempre più ampio di servizi e di documenti resi disponibili sul sito Internet ha reso necessaria una revisione della sua organizzazione e della sua struttura, che deve essere in grado di supportare una mole crescente di utenti. Attraverso modifiche che non hanno alterato l'originaria impostazione grafica del sito, già nota ai visitatori, è stata introdotta una migliore strutturazione dei contenuti, tesa a evidenziare e a organizzare in maniera più organica le aree del sito in cui sono stati pubblicati dati o documenti informativi rivolti agli operatori e ai consumatori. Particolare attenzione si è prestata alla creazione di soluzioni che garantiscano l'accessibilità e la fruibilità delle pagine, ossia che rendano possibile al più vasto numero di utenti, indipendentemente dallo strumento *hardware* o *software* utilizzato, una consultazione facile, attraverso presentazioni chiare e ben strutturate, che permettano di ottenere agevolmente le informazioni ricercate.

World Forum on Energy Regulation

Dal 5 al 9 Ottobre 2003, l'Autorità ospiterà a Roma la seconda edizione del Forum mondiale sulla regolazione dell'energia (*World Forum on Energy Regulation*), tenutosi per la prima volta a Montreal, in Canada, nel maggio 2000. Promosso dalle principali associazioni dei regolatori a livello mondiale (*Asociaciòn iberoamericana de entidades reguladoras de la energia* – ARIAE, *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* – CAMPUT, CEER, *Energy Regulators Regional Association* – ERRA, *Association of Regulatory Utility Commissioners* – NARUC), dal *World Energy Council*, dalla *World Bank* e dalla Commissione europea, il *World Forum on Energy Regulation* costituisce un'occasione di confronto tra operatori del settore, regolatori e istituzioni sui temi della regolazione dell'energia, in forte evoluzione in tutto il mondo; fornisce inoltre un contributo per lo sviluppo della regolazione sovranazionale durante il semestre della presidenza italiana dell'Unione europea. Il programma dei lavori si focalizzerà, tra gli altri, sui temi della sicurezza energetica, dello sviluppo delle infrastrutture, dei diritti degli operatori e delle scelte dei consumatori. Sono previsti circa 120 relatori, selezionati tra i rappresentanti più significativi e specializzati nella regolazione dell'energia a livello internazionale. Oltre ai regolatori dell'energia, al *World Forum on Energy Regulation*, inaugurato dal Presidente della Repubblica Carlo Azelio Ciampi, è attesa la partecipazione di membri di governi e delle istituzioni, di rappresentanti dell'industria, delle associazioni di consumatori, di accademici, di consulenti di direzione, di investitori finanziari e di giornalisti specializzati. Sono previsti oltre 1 000 iscritti, provenienti da circa 150 paesi.

8. L'ORGANIZZAZIONE E LE RISORSE

L'ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: AREE, SERVIZI E ALTRI UFFICI

Grazie ai i provvedimenti che l'Autorità ha adottato nel corso del 2002, lo scorso anno l'assetto organizzativo si è ulteriormente stabilizzato con le designazioni dei responsabili delle divisioni e degli uffici.

Pur con l'avvicendamento avvenuto in corso d'anno del Direttore generale, si è consolidata la presenza di tale figura al vertice della gestione dell'Autorità, dando così continuità all'attuazione del principio di separazione delle funzioni di indirizzo e controllo e delle funzioni di gestione.

Con riferimento al predetto principio, l'Autorità ha fornito un ulteriore significativo contributo alla sua piena realizzazione con la delibera 5 giugno 2002, n. 104, che ha apportato modificazioni e integrazioni al regolamento di contabilità con allegato Schema dei conti, ridistribuendo, in tale ambito, l'articolazione delle competenze fra l'Autorità, il Direttore generale e i dirigenti in materia di acquisizione di beni e servizi e, più in generale, in materia di assunzione di impegni di spesa e di attività contrattuale.

L'attuale struttura dell'Autorità si compone di tre aree tecniche programmatiche, direttamente orientate al perseguimento dei compiti istituzionali, coadiuvate da 3 servizi, dall'Ufficio speciale relazioni esterne, dall'Ufficio di Roma e dall'Ufficio controlli tecnici e ispezioni, con funzioni strumentali e di supporto.

La struttura interna dell'Autorità è dunque così ripartita:

- 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.

RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE

Acquisizione delle risorse, formazione e sviluppo del personale

In funzione della peculiare natura, del ruolo e dei compiti affidati all'Autorità, la risorsa del personale costituisce un patrimonio fondamentale per l'ottimale realizzazione dei compiti istituzionali e dei programmi di attività. In considerazione di ciò, nel corso del 2002 l'Autorità ha proseguito e sviluppato i propri interventi mirati:

- a completare il processo di rafforzamento dell'organico mediante l'acquisizione di risorse, specie giovani, a elevato livello di qualificazione;
- a formare il personale interno e esterno sui temi della regolazione nel settore di competenza;
- ad adeguare la propria struttura organizzativa alle esigenze di sviluppo delle attività, al fine di incrementare la produttività del lavoro, di favorire la migliore utilizzazione delle capacità professionali e di accrescere l'efficienza e la qualità delle condizioni lavorative.

In ordine al primo aspetto l'Autorità, nell'anno in riferimento, ha portato a conclusione le procedure di assunzione di ruolo e a tempo determinato, già avviate con concorsi e selezioni pubbliche: si tratta di 41 assunzioni complessive, di cui 21 di personale di ruolo e 20 di personale a tempo determinato.
Inoltre, in considerazione del fatto che il processo di completamento della dotazione di personale – complessivamente prevista dalle vigenti disposizioni di legge (150 unità, di cui 80 di ruolo e 70 a tempo determinato) – è tuttora in itinere, l'Autorità ha fatto ricorso alle diverse forme contrattuali consentite di rapporti di lavoro (collaborazioni coordinate e continuative, lavoro interinale); nonché, in alcuni limitati casi, agli istituti del comando e del distacco per l'acquisizione di personale da altre pubbliche amministrazioni, in linea con i principi generali contenuti nelle recenti riforme legislative del pubblico impiego.
Per quanto concerne la formazione e la valorizzazione delle risorse interne, gli interventi hanno trovato concreta realizzazione nelle scelte dell'Autorità circa l'attuazione di un processo di decentramento delle responsabilità. Tale processo, se ha prodotto buoni risultati in termini funzionali, merita, alla luce dell'esperienza della sua prima attuazione, di essere riesaminato per un ulteriore sviluppo degli aspetti amministrativi e di gestione delle risorse umane.
Parallelamente, si è ulteriormente focalizzata l'attenzione sullo sviluppo professionale del personale, basato essenzialmente sul riconoscimento e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, espresse nell'espletamento delle attività affidate. Ciò ha determinato, anche per l'anno in riferimento, l'at-

tuazione del processo di valutazione finalizzato alla progressione nelle carriere e all'erogazione di una gratifica. Per quest'ultimo istituto, corrisposto annualmente ai funzionari e ai dirigenti in relazione alle prestazioni svolte, l'Autorità ha ritenuto di confermare la formula sperimentale, introdotta un anno fa, di premio fortemente incentivante, imperniato sull'assiduità del lavoro nel corso dell'anno, sul riconoscimento della qualità delle prestazioni e dei risultati e sulle responsabilità e funzioni formalmente attribuite.

Attenzione è stata posta anche al tema della formazione sia nei riguardi del personale, nell'ottica della sua crescita professionale, sia nei riguardi dell'Autorità, nell'ottica del miglioramento del patrimonio delle risorse umane e quindi della capacità di conseguire gli obiettivi istituzionali. In particolare, nel 2002, a fronte del consistente ingresso di personale è stato organizzato, per la prima volta, un percorso di formazione al fine di favorire l'inserimento dei nuovi assunti. Nella prima parte del programma di formazione, articolata in varie unità didattiche affidate a docenti interni, sono stati illustrati i principali regolamenti dell'Autorità, il funzionamento del collegio e l'attività svolta all'interno di aree e servizi. La seconda parte ha invece avuto carattere seminariale, tesa a integrare le conoscenze dei neoassunti e a dare loro una visione generale e concreta delle implicazioni economiche, giuridiche e tecniche dell'attività di regolazione dei settori di competenza dell'Autorità. Hanno tenuto i seminari, ai quali hanno avuto accesso anche i dipendenti assunti in precedenza, docenti di fama nazionale e internazionale, con il supporto di funzionari e dirigenti dell'Autorità.

Parallelamente alle attività descritte numerosi funzionari dell'Autorità hanno aderito a iniziative internazionali, partecipando a convegni, seminari e corsi, sia in qualità di relatori, sia di uditori, al fine di mantenere vivo il confronto dialettico sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Con riferimento alla formazione esterna, l'Autorità, con delibera 2 ottobre 2002, n. 174, ha istituito un regolamento per le borse di studio e il praticantato, con l'intento sia di promuovere gli studi e le ricerche sugli aspetti istituzionali e operativi dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas, sia di far crescere competenze e professionalità ancora poco diffuse. Nel corso dell'anno, sono state assegnate 4 borse di studio in collaborazione con primari istituti universitari nazionali.

Compagine – Analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Ai sensi della legge istitutiva, la pianta organica dell'Autorità, definita con delibera del 7 marzo 2001, n. 53, è strutturata secondo le carriere e le unità illustrate nella tavola 8.1.

Attualmente prestano servizio in Autorità 97 dipendenti, di cui 63 in ruolo e 34 a tempo determinato, oltre a 7 dipendenti di altre amministrazioni pubbli-

TAV. 8.1 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. 8.2 COMPOSIZIONE DEL PERSONALE AL 30 APRILE 2003 PER TIPO DI CONTRATTO

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E ALTRO
Direttore generale	0	0	1
Direttore centrale	0	0	0
Direttore	6	2	0
Direttore aggiunto	5	0	0
Primo funzionario	2	0	0
Funzionario I	11	3	0
Funzionario II	16	5	4
Funzionario III	5	16	0
Impiegato	4	1	1
Coadiutore	6	3	0
Aggiunto	8	4	0
Commesso	0	0	1
Totale	**63**	**34**	**7**

TAV. 8.3 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE(A) AL 30 APRILE 2003 PER CARRIERA E QUALIFICA**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	1	Primo funzionario	2	Impiegato	6	Commesso capo	0
Direttore centrale	0	Funzionari I	14	Coadiutore	9	Commesso	1
Direttore	8	Funzionario II	25	Aggiunto	12		
Direttore aggiunto	5	Funzionario III	21	Applicato	0		
Totale	**14**	**Totale**	**62**	**Totale**	**27**	**Totale**	**1**

(A) Ivi compresi i dipendenti di altre amministrazioni pubbliche in comando presso l'Autorità.

che in posizione di comando o con altra tipologia contrattuale, per complessive 104 unità di personale (Tav. 8.2).

Il personale è suddiviso nelle carriere dei direttori, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. Attualmente la compagine dell'Autorità è strutturata come nella tavola 8.3.

Il personale ha un'età media di poco meno di 39 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 79 per cento è laureato.

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 8.4.

TAV. 8.4 **RETRIBUZIONI CONTRATTUALI LORDE PER CARRIERA E GRADO(A)**
Anno 2002, migliaia in 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 I	60,4	Coadiutore	36,1	Commesso	24,2
Direttore	96,0	Funzionario II	46,8	Aggiunto	28,1		
Direttore aggiunto	85,4	Funzionario III	40,1	Applicato	25,1		

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale.

Relazione con le organizzazioni sindacali

La realtà dell'Autorità registra, a oggi, la presenza di due organizzazioni sindacali. Con esse l'Autorità ha attivato un positivo confronto sulle diverse tematiche di interesse del personale, secondo le linee contenute in un protocollo di intesa stipulato nell'aprile 2000.

Nell'ambito di tale protocollo, nel 2002 l'Autorità ha stipulato con le organizzazioni sindacali una *Convenzione dei diritti e delle libertà sindacali*, così da prevedere modalità e strumenti idonei a definire in modo puntuale l'esercizio dell'attività sindacale e a consentire un ordinario e lineare flusso delle relazioni industriali, modulato in funzione delle materie in discussione.

Un momento particolarmente significativo del confronto sindacale è risultato essere l'apertura formale della fase di negoziazione, prevista ai fini della revisione del regolamento del personale, con l'obiettivo di definire una disciplina del rapporto di lavoro, con validità quadriennale per la parte normativa e biennale per la parte economica. In tale contesto è stato avviato uno specifico tavolo tecnico al fine di istituire una previdenza integrativa per i dipendenti dell'Autorità.

INFRASTRUTTURE E SERVIZI

Gestione immobili

Nel corso dell'anno 2002 l'attenzione è stata concentrata sull'acquisizione e il coordinamento della gestione degli immobili di Milano e di Roma, rispettivamente adibiti a sede e ufficio di rappresentanza dell'Autorità.

In ordine all'immobile di Milano, in questo ultimo anno, sono stati avviati e/o completati i seguenti interventi:

- ristrutturazione tecnico/impiantistica del piano terra, per permettere la creazione di nuovi uffici;
- definizione del progetto tecnico per la ristrutturazione dell'ingresso principale dell'immobile;
- creazione di nuove postazioni di lavoro per l'inserimento del personale neo assunto, con la relativa fornitura di arredi tecnici;
- coordinamento della gestione tecnica degli impianti tecnologici e dei servizi annessi.

Per quanto concerne lo stabile di Roma sono stati avviati e/o completati i seguenti interventi:

- revisione tecnica e gestione delle attività di manutenzione degli impianti idro-termo sanitari elettrici;
- attività istruttoria della procedura finalizzata all'assegnazione all'Autorità, a titolo gratuito, dell'immobile in questione.

Attività amministrativa

L'attività amministrativa dell'Autorità è stata inquadrata essenzialmente sui seguenti aspetti:

a) acquisizione dei beni e 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 315 documenti di impegno, ordini di forniture e contratti di appalto di servizio, al fine di far fronte alle necessità espresse dagli uffici di questa Autorità.

Per quanto concerne le attività di cui al precedente punto b), sono state effettuate le seguenti azioni:

- una prima revisione del regolamento di contabilità dell'Autorità per le parti relative alle deleghe di spesa di competenza del Direttore generale;
- elaborazione di un manuale operativo che sintetizzi norme e procedure interne per l'acquisizione di beni e servizi;
- creazione di un database per la gestione informatica dei documenti amministrativi relativi all'attività contrattuale.

L'attività amministrativa di cui al punto c) ha riguardato, in particolare, i seguenti rilevanti progetti:

- realizzazione di una campagna informativa rivolta ai consumatori sulla fatturazione in euro dei servizi di pubblica utilità dell'elettricità e del gas;
- partecipazione di questa Autorità al programma PHARE di cooperazione finanziaria e tecnica dell'Unione europea con le Repubbliche Ceca e Lituana;
- approvazione degli schemi di progetto da realizzare nel corso del primo anno di attuazione del protocollo di intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti e dei connessi impegni finanziari;
- organizzazione del *World Forum on Energy Regulation*.

Per quanto concerne il punto d), sono state predisposte e avviate le seguenti azioni di carattere generale:

- ridefinizione delle condizioni relative alla polizza per il rimborso delle spese sanitarie ai dipendenti dell'Autorità;

- rinnovo del programma assicurativo mirato a garantire una copertura assicurativa per responsabilità civile professionale verso terzi e verso prestatori di lavoro, nonché per responsabilità patrimoniale.

Le risorse informatiche

Nel 2002 è proseguito il processo di adeguamento delle infrastrutture di rete della sede, 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, 16 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 31 dicembre 2002 erano quindi collegati alla rete locale, realizzata negli edifici ospitanti la sede e l'Ufficio di Roma, circa 170 personal computer.

Nel 2002 è continuata la progettazione dei principali sottosistemi infrastrutturali dell'Autorità. Il tema principale 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 è stato sviluppato uno studio per dotare l'Autorità di una *Storage Area Network*, di un *Application Server*, di un *Backup Server* e di un *Data Base Server*.

Il personale adibito al servizio informatico ha altresì organizzato diverse sessioni di aggiornamento professionale sull'uso degli strumenti individuali di *office automation* e di *workgroup*, per 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 approvato dall'Autorità stessa. Il rendiconto dell'esercizio finanziario 2002, approvato con delibera del 30 aprile 2003, n. 48, predisposto in termini finanziari di competenza, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.

Come nei precedenti esercizi, le entrate accertate (pari a 18,58 milioni di euro, al netto delle partite di giro) hanno superato le spese impegnate (18,47 milioni di euro, sempre al netto delle partite di giro), determinando un avanzo di

amministrazione di 1 milione di euro al netto delle variazioni generate da residui attivi e passivi perenti (0,89 milioni di euro).

Il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio pubblico. Aderendo a un'impostazione di mutualità settoriale, determinata con atto del Ministero delle finanze, il finanziamento dell'Autorità è posto a carico dei soggetti esercenti i servizi, che contribuiscono con un versamento annuale in misura non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio. Per l'esercizio 2002 è stato iscritto in bilancio il contributo versato dagli esercenti nell'anno 2001 con aliquota di contribuzione, fissata nella misura dello 0,5 per mille. Il versamento dei soggetti regolati effettuato nell'anno 2002, che l'Autorità iscriverà nel proprio bilancio quale contributo per l'esercizio 2003, è stato eseguito con aliquota inferiore e pari allo 0,3 per mille; la riduzione dell'aliquota è stata determinata a seguito di un'attività di ricognizione dei versamenti dei soggetti regolati.

Il prospetto riassuntivo del rendiconto degli esercizi 2001 e 2002 illustra le principali voci di entrata e di uscita (Tav. 8.5). Le entrate finanziarie sono

TAV.8.5 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO DEGLI ESERCIZI 2001 E 2002**

Milioni di euro; anni solari

	2001	2002	VAR.%	QUOTE% (A)
ENTRATE	**18,23**	**18,58**	**1,9**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	17,45	17,92	2,7	96,4
Altre entrate	0,78	0,66	-15,4	3,6
SPESE	**14,93**	**18,47**	**23,7**	**100,0**
Spese correnti	*14,30*	*18,18*	*27,1*	*98,4*
Funzionamento degli organi istituzionali	1,04	1,04	0,0	5,6
Personale in servizio	7,03	8,14	15,8	44,1
Comitati, consulenze e prestazioni di servizi rese da terzi	3,02	3,49	15,6	18,9
Canoni di locazione	1,50	1,49	-0,7	8,1
Altre spese per acquisto di beni e servizi	1,71	4,02	135,1	21,8
Spese in conto capitale	*0,63*	*0,29*	*-54,0*	*1,6*
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	0,0
Variazione dei residui passivi	0,38	0,89	134,2	4,8
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**3,68**	**1,00**	**-72,8**	**-**

(A) Anno 2002.

costituite, per la quasi totalità, dal contributo a carico dei soggetti esercenti il servizio di energia elettrica e gas.

Tra le uscite, le spese per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a 1,04 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 del 13 maggio 1998. Le spese per il personale dipendente, pari a 8,14 milioni di euro, rappresentano la voce di uscita più importante. La crescita sostanziale fra il 2001 e il 2002 della voce riferita ad "altre spese per l'acquisto di beni e servizi" è dovuta in massima parte all'imputazione su questo capitolo dei costi della campagna d'informazione rivolta ai consumatori sulla fornitura in euro dei servizi dell'energia elettrica e del gas. Il ricorso a prestazioni di terzi, persone fisiche o società, si è reso necessario per l'acquisizione di beni e servizi e per l'affidamento di incarichi di collaborazione o di consulenza.

Oltre al canone di locazione per l'immobile di Milano, in cui è la sede dell'Autorità, nell'esercizio 2002 si è continuato a corrispondere, a seguito di messa in liquidazione dell'ente proprietario e conseguente cessazione del contratto di comodato, anche una indennità di occupazione per lo stabile ove è attualmente allocato l'Ufficio di Roma.

Le spese in conto capitale, pari a circa 290 mila euro, consistono essenzialmente in spese per acquisizione di attrezzature informatiche, mobili e arredi, impianti e 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 affidate all'Autorità stessa. 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 siste*ma".

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 mercat*o".

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 accessor*i".
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 (cosφ): coefficiente pari al rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente (vedi); è dato dalla formula $\cos\varphi = P/S$.

Fonti energetiche primarie: prodotti energetici allo stato naturale, come carbone fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

Fonti energetiche assimilate: risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (vedi Indice energetico). Secondo il disposto del provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche convenzionali: secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

Fonti energetiche rinnovabili: fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di biomasse.

Fonti energetiche secondarie o derivate: fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Fornitura: l'insieme delle attività di distribuzione e vendita.

Gas di cokeria: gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

Gas 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 I (paesi "industrializzati" firmatari del Protocollo) possa realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese Annex I, e spartire, in base a un accordo tra le parti, i crediti relativi alle emissioni evitate.

Livelli specifici di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione all'utente (art. 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95).

Livelli generali di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti al complesso delle prestazioni (art. 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95).

Mercato contendibile: mercato caratterizzato dall'assenza di costi non recuperabili o altre barriere all'entrata o vantaggi delle imprese già operanti che potrebbero impedire a nuovi entranti non meno efficienti di competere in condizioni paritarie.

Mercato vincolato: secondo la terminologia introdotta dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 96/92/CE), indica la quota del mercato non aperta alla concorrenza in cui il cliente non può scegliere il fornitore; al mercato vincolato, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, è assicurata la tariffa unica nazionale.

Metro cubo standard (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'e-

sborso 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 emulsio*n. 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'impiant*o".

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 Chang*e). 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 imballagg*i 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-

città; 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".*