





# 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 subito 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, attendendosi 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<sup>1</sup>), 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-

---

<sup>1</sup> 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 redistribuzione 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'ammmodernamento 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<sup>2</sup>, 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-

toocollo 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<sup>3</sup> 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 finanzia 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 subito 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<sup>3</sup>, 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 obiettivi 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<sup>1</sup>;
- 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<sup>2</sup>;

---

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<sup>3</sup> 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-

---

<sup>3</sup> 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 <sub>2</sub> (Mt)	Dipendenza estera (%)
<b>Anno 1990</b>						
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
<b>Italia</b>	<b>1 286,7</b>	<b>22,7</b>	<b>117,8</b>	<b>192,8</b>	<b>396,6</b>	<b>85,0</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>10 005,6</b>	<b>27,4</b>	<b>132,1</b>	<b>216,8</b>	<b>3 133,8</b>	<b>46,2</b>
<b>Anno 2000</b>						
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	2 193,1	36,9	117,2	212,5	373,3	50,3
Germania	3 355,9	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
<b>Italia</b>	<b>1 505,1</b>	<b>26,1</b>	<b>113,9</b>	<b>208,7</b>	<b>425,7</b>	<b>87,2</b>
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	1 628,6	27,3	142,9	237,1	531,5	-18,4
<b>Totale UE</b>	<b>12 224,4</b>	<b>32,4</b>	<b>119,5</b>	<b>213,9</b>	<b>3 161,9</b>	<b>47,8</b>

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
<b>Anno 1990</b>										
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
<b>Italia</b>	<b>14,6</b>	<b>89,3</b>	<b>39,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,7</b>	<b>2,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>	<b>151,6</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>299,8</b>	<b>549,4</b>	<b>223,3</b>	<b>34,9</b>	<b>187,7</b>	<b>22,2</b>	<b>2,1</b>	<b>0,3</b>	<b>2,4</b>	<b>1 322,1</b>
<b>Anno 2000</b>										
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
<b>Italia</b>	<b>12,6</b>	<b>88,2</b>	<b>57,9</b>	<b>2,2</b>	<b>0,0</b>	<b>3,8</b>	<b>2,9</b>	<b>0,1</b>	<b>3,8</b>	<b>171,5</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>212,3</b>	<b>593,0</b>	<b>338,7</b>	<b>54,1</b>	<b>225,2</b>	<b>27,4</b>	<b>3,1</b>	<b>2,9</b>	<b>3,6</b>	<b>1 460,2</b>

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
<b>Anno 1990</b>									
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
<b>Italia</b>	<b>35,8</b>	<b>102,8</b>	<b>39,7</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>31,6</b>	<b>3,2</b>	<b>0,0</b>	<b>213,2</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>802,0</b>	<b>193,8</b>	<b>147,3</b>	<b>14,4</b>	<b>719,9</b>	<b>260,0</b>	<b>3,2</b>	<b>1,1</b>	<b>2 141,7</b>
<b>Anno 2000</b>									
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
<b>Italia</b>	<b>30,5</b>	<b>85,9</b>	<b>101,4</b>	<b>1,9</b>	<b>0,0</b>	<b>44,3</b>	<b>4,6</b>	<b>1,3</b>	<b>269,9</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>703,8</b>	<b>160,8</b>	<b>449,3</b>	<b>46,3</b>	<b>864,2</b>	<b>318,8</b>	<b>4,7</b>	<b>24,3</b>	<b>2 572,3</b>

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
<b>Anno 1990</b>									
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
<b>Italia</b>	<b>0,3</b>	<b>4,7</b>	<b>14,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,7</b>	<b>2,0</b>	<b>0,0</b>	<b>24,7</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>207,5</b>	<b>121,3</b>	<b>132,7</b>	<b>34,9</b>	<b>187,7</b>	<b>22,2</b>	<b>2,1</b>	<b>0,3</b>	<b>708,7</b>
<b>Anno 2000</b>									
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
<b>Italia</b>	<b>0,0</b>	<b>4,7</b>	<b>13,6</b>	<b>1,7</b>	<b>0,0</b>	<b>3,8</b>	<b>2,9</b>	<b>0,1</b>	<b>26,8</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>99,4</b>	<b>164,3</b>	<b>190,4</b>	<b>53,6</b>	<b>225,2</b>	<b>27,4</b>	<b>3,1</b>	<b>2,9</b>	<b>766,2</b>

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 €)	10 006,0	11 500,0	12 224,0	15 425,0	15 507,0
Crescita media annua del PIL (%) <sup>(A)</sup>		1,76	3,10	2,35	2,41
Crescita media annua consumi primari (%) <sup>(A)</sup>		1,08	0,64	0,79	1,03
Crescita media annua consumi elettrici (%) <sup>(A)</sup>		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 <sub>2</sub> (Mt)	3 134,0	3 146,0	3 162,0	3 509,0	3 381,0

(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<sub>2</sub> 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
<b>Produzione (milioni di tep)</b>										
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
<b>Consumo (milioni di tep)</b>										
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
<b>Importazioni (milioni di tep)</b>										
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
<b>Generazione elettrica (TWh)</b>										
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 reintrodotti 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
<b>Energia primaria</b>						
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.
<b>Italia</b>	<b>3,8</b>	<b>4,8</b>	<b>5,2</b>	<b>5,2</b>	<b>8,1</b>	<b>n.d.</b>
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.
<b>Totale UE</b>	<b>4,5</b>	<b>5,3</b>	<b>6,0</b>	<b>5,5</b>	<b>7,3</b>	<b>12,0</b>
<b>Generazione elettrica</b>						
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
<b>Italia</b>	<b>16,4</b>	<b>18,9</b>	<b>19,3</b>	<b>17,6</b>	<b>23,0</b>	<b>25,0</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>13,0</b>	<b>14,8</b>	<b>15,3</b>	<b>15,1</b>	<b>18,0</b>	<b>22,1</b>

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<sub>2</sub> 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
<b>Italia</b>	<b>396,6</b>	<b>420,1</b>	<b>425,7</b>	<b>484,8</b>	<b>428,9</b>	<b>370,8</b>
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
<b>Totale UE</b>	<b>3 133,8</b>	<b>3 146,4</b>	<b>3 161,9</b>	<b>3 509,2</b>	<b>3 381,2</b>	<b>2 868,6</b>

Fonte: Energy Policies of AIE Countries.

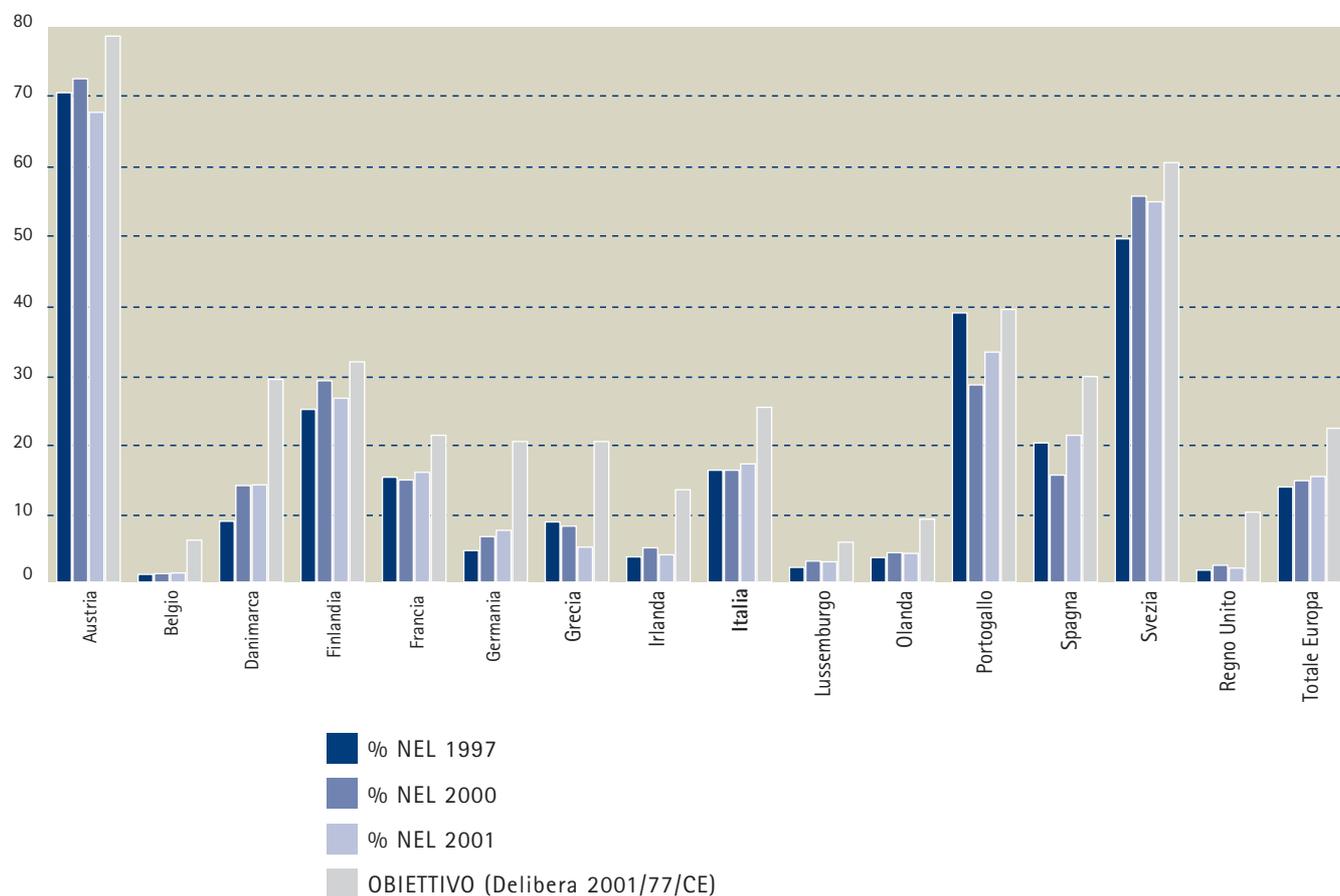
fonti rinnovabili contribuiscono nel complesso per il 18 per cento alla generazione elettrica totale. In entrambi i casi è tuttavia significativo il loro forte incremento dalle previsioni del 1998 e quelle del 2002. Ancora maggiore appare la divergenza tra le ipotesi dei governi relative alle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 obiettivi.

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'obiettivo 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'obiettivo 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, <i>target</i> 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 <i>target</i> 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 <i>target</i> 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 scorso 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						
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 <sup>(A)</sup>	16,3	12,9	14,3	11,3	11,7	9,2	11,3	8,9
Germania <sup>(A)</sup>	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
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>9,6</b>	<b>7,4</b>	<b>9,9</b>	<b>7,7</b>	<b>19,5</b>	<b>14,2</b>	<b>19,0</b>	<b>13,7</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>19,5</b>	<b>15,8</b>	<b>15,9</b>	<b>12,6</b>	<b>13,3</b>	<b>10,1</b>	<b>12,4</b>	<b>9,4</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>-51,1</i>	<i>-53,1</i>	<i>-37,6</i>	<i>-38,5</i>	<i>47,4</i>	<i>39,8</i>	<i>53,7</i>	<i>46,4</i>

(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 PAESI	600 kWh		1 200 kWh		3 500 kWh		7 500 kWh	
	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 <sup>(A)</sup>	1,1	1,1	0,4	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Germania <sup>(A)</sup>	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
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>5,0</b>	<b>0,3</b>	<b>4,8</b>	<b>0,2</b>	<b>-0,3</b>	<b>-3,0</b>	<b>-0,4</b>	<b>-3,2</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>2,9</b>	<b>2,1</b>	<b>1,5</b>	<b>1,1</b>	<b>0,1</b>	<b>-1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>-1,1</b>

(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 <sup>(A)</sup>	10,4	8,6	9,6	7,9	6,5	5,6	6,5	5,6
Germania <sup>(A)</sup>	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
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>14,0</b>	<b>10,1</b>	<b>12,8</b>	<b>9,1</b>	<b>11,6</b>	<b>8,0</b>	<b>11,0</b>	<b>8,1</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>11,9</b>	<b>9,6</b>	<b>10,4</b>	<b>8,3</b>	<b>7,5</b>	<b>6,0</b>	<b>7,0</b>	<b>5,7</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>17,2</i>	<i>5,0</i>	<i>22,6</i>	<i>8,7</i>	<i>54,0</i>	<i>33,6</i>	<i>55,6</i>	<i>42,3</i>

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 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:**  
(SEGUE) **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 <sup>(A)</sup>	5,7	4,9	-	-	-	-
Germania <sup>(A)</sup>	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
<b>Italia</b>	<b>9,6</b>	<b>7,4</b>	<b>8,9</b>	<b>6,8</b>	<b>8,4</b>	<b>6,3</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(B)</sup></b>	<b>6,2</b>	<b>5,0</b>	<b>6,1</b>	<b>4,9</b>	<b>5,7</b>	<b>4,6</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>54,6</i>	<i>45,9</i>	<i>44,4</i>	<i>36,9</i>	<i>46,5</i>	<i>38,3</i>

(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 <sup>(A)</sup>	1,0	0,9	1,0	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7
Germania <sup>(A)</sup>	-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
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>27,5</b>	<b>30,7</b>	<b>-0,4</b>	<b>-4,5</b>	<b>1,0</b>	<b>-3,3</b>	<b>3,7</b>	<b>-0,3</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>-1,4</b>	<b>-1,3</b>	<b>-4,1</b>	<b>-4,8</b>	<b>-3,0</b>	<b>-3,4</b>	<b>-2,7</b>	<b>-2,8</b>

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 **VARIAZIONI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:**  
(SEGUE) **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)	
	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 <sup>(A)</sup>	1,7	1,7	-	-	-	-
Germania <sup>(A)</sup>	-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
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>7,9</b>	<b>3,9</b>	<b>11,2</b>	<b>7,8</b>	<b>7,9</b>	<b>4,0</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>-1,1</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1,5</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1,4</b>	<b>-0,9</b>

(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<sup>3</sup> a cambi correnti all'1 luglio 2002; 1 GJ = 26,268 m<sup>3</sup>

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		16,74 GJ (439,73 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		83,7 GJ (2 198,63 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		125,6 GJ (3 299,26 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>	
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 <sup>(C)</sup>	70,4	60,6	60,5	51,4	39,8	33,8	37,6	32,0
Germania <sup>(C)</sup>	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
<b>Italia<sup>(C)</sup></b>	<b>55,5</b>	<b>45,0</b>	<b>50,5</b>	<b>40,5</b>	<b>63,8</b>	<b>36,8</b>	<b>64,0</b>	<b>36,2</b>
Lussemburgo	54,0	50,9	46,9	44,3	26,8	25,3	26,4	24,9
Olanda <sup>(D)</sup>	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
<b>Media europea ponderata<sup>(E)</sup></b>	<b>58,8</b>	<b>52,5</b>	<b>52,0</b>	<b>44,6</b>	<b>41,8</b>	<b>31,6</b>	<b>40,6</b>	<b>30,3</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(F)</sup></i>	-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<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>, 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 <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		16,74 GJ (439,73 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		83,7 GJ (2 198,63 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		125,6 GJ (3 299,26 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>	
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 <sup>(C)</sup>	-2,7	-2,7	-3,0	-3,0	-4,4	-4,4	-4,6	-4,6
Germania <sup>(C)</sup>	-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
<b>Italia<sup>(C)</sup></b>	<b>-1,7</b>	<b>-4,8</b>	<b>-2,6</b>	<b>-6,0</b>	<b>-4,5</b>	<b>-7,0</b>	<b>-4,1</b>	<b>-7,0</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(D)</sup></b>	<b>-1,9</b>	<b>-2,4</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,6</b>	<b>-4,5</b>	<b>-5,2</b>	<b>-4,6</b>	<b>-5,5</b>

(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<sup>3</sup> a cambi correnti all'1 luglio 2002; 1 GJ = 26,268 m<sup>3</sup>

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (0 10 995,8 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		4 186 GJ (0 109 958 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		41 860 GJ (0 1 099 578 m <sup>3</sup> ) <sup>(C)</sup>		418 600 GJ (0 10 995 785 m <sup>3</sup> ) <sup>(D)</sup>	
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 <sup>(E)</sup>	34,0	28,6	28,8	24,1	23,7	19,4	17,9	13,9
Germania <sup>(E)</sup>	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	-	-
<b>Italia<sup>(E)</sup></b>	<b>41,6</b>	<b>35,5</b>	<b>31,9</b>	<b>27,2</b>	<b>24,9</b>	<b>21,0</b>	<b>20,8</b>	<b>17,7</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(F)</sup></b>	<b>35,8</b>	<b>29,5</b>	<b>29,2</b>	<b>23,9</b>	<b>25,5</b>	<b>20,6</b>	<b>20,9</b>	<b>16,8</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(G)</sup></i>	<i>16,2</i>	<i>20,5</i>	<i>9,0</i>	<i>13,7</i>	<i>-2,2</i>	<i>1,7</i>	<i>-0,2</i>	<i>5,4</i>

(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 <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		4 186 GJ (0 109 958 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		41 860 GJ (0 1 099 578 m <sup>3</sup> ) <sup>(C)</sup>		418 600 GJ (0 10 995 785 m <sup>3</sup> ) <sup>(D)</sup>	
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 <sup>(E)</sup>	-4,8	-5,7	-5,4	-5,4	-4,5	-4,5	-16,4	-17,5
Germania <sup>(E)</sup>	-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	-	-
<b>Italia<sup>(E)</sup></b>	<b>1,3</b>	<b>-0,2</b>	<b>-2,4</b>	<b>-2,5</b>	<b>-17,6</b>	<b>-18,4</b>	<b>-16,2</b>	<b>-17,2</b>
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
<b>Media europea ponderata<sup>(F)</sup></b>	<b>-5,3</b>	<b>-5,5</b>	<b>-8,7</b>	<b>-8,4</b>	<b>-12,1</b>	<b>-12,2</b>	<b>-16,5</b>	<b>-16,0</b>

(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<sup>3</sup> 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-

revoles 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<sup>3</sup>, -2,5 per cento il calo per la tipologia con consumi di circa 110 000 m<sup>3</sup>), 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<sup>4</sup> 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

CLIENTI CHE HANNO	ELETTRICITÀ				GAS			
	INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI		INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI	
	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	
<b>Italia</b>	<b>&gt;50</b>	<b>100</b>	<b>non idonei</b>		<b>10-20</b>	<b>non nota</b>	<b>2-5</b>	<b>non nota</b>
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 bilanciamento

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 IMPORTAZIONE <sup>(A)</sup> (GW)	CONCORRENZA POTENZIALE DALL'IMPORT 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
<b>Italia</b>	<b>4</b>	<b>78,1</b>	<b>10,8</b>	<b>14%</b>	<b>8%</b>	<b>(sì)</b>
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 <sup>3</sup> )	ESISTENZA DI UN HUB
Austria	3	80	no	n.d.	(si)
Belgio	5	n.d.	no	34,7	(si)
Danimarca	2	90	no	n.d.	no
Francia	2	90	no	46,0	no
Germania	5	54	programmati	90,7	(si)
Irlanda	3	n.d.	no	9,1	no
<b>Italia</b>	<b>5</b>	<b>75</b>	<b>si</b>	<b>27,3</b>	<b>no</b>
Lussemburgo	1	100	no	n.d.	no
Olanda	4	80	no	38,5	(si)
Regno Unito	5	≈ 50	si	8,8	si
Spagna	3	57	si	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 Electricidad*) 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*<sup>5</sup>, 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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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<sup>6</sup>, 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<sup>7</sup>, 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 ostacolano 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);

---

<sup>7</sup> 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	IN FUNZIONE DELLO STATO DI CONGESTIONE			
	COMPLESSO	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
<b>Grado di coerenza<sup>(A)</sup> con i principi guida:</b>					
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 <i>use it or lose it</i>	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 Transmission 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 disponibili. 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 Km <sup>2</sup> )	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	<i>entryexit</i>	punto a punto	n.d.	33
<b>Italia</b>	<b>101,3</b>	<b>entry exit</b>	<b>entry exit</b>	<b>pro rata</b>	<b>69</b>
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	<i>entryexit</i>	ordine di arrivo	42
Svezia	1,3	francobollo	non necessaria	non necessaria	n.d.
Regno Unito	78,5	<i>entryexit</i>	<i>entry</i>	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 Entidades 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 una 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 Jugoslava 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 subito 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'allocatione 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	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	98 (1)
Lettonia	11	giuridico	<i>ex ante</i>	95 (1)
Lituania	21	giuridico	<i>ex ante</i>	98 (2)
Polonia	51	giuridico	<i>ex ante</i>	47
Repubblica Ceca	30	giuridico	<i>ex ante</i>	77
Slovacchia	41	giuridico	<i>ex ante</i>	80 (1)
Ungheria	30	contabile	n.d.	sconosciuto
Slovenia	64	giuridico	<i>ex ante</i>	90
Romania	33	giuridico	<i>ex ante</i>	70
Bulgaria	15	contabile	<i>ex ante</i>	61
Turchia	23	giuridico	<i>ex ante</i>	65
Cipro	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	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	<i>ex ante</i>	alta
Lettonia	0	contabile	no accesso alle reti	alta
Lituania	80	contabile	<i>ex post</i>	alta
Polonia	34	nessuno	<i>ex ante</i>	alta
Repubblica Ceca	0	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Slovacchia	33	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Ungheria	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	alta
Slovenia	50	contabile	no accesso alle reti	alta
Romania	25	giuridico	<i>ex ante</i>	moderata
Bulgaria	73	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Turchia	80	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Cipro	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	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 body* 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 preconditione 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 Regulatory 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<sup>3</sup> 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<sup>8</sup>. 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 distorti 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 <sup>(A)</sup>	9,8	10,7	11,1
Petrolio	90,0	88,4	89,2
Combustibili a basso costo ( <i>orimulsion</i> )	1,5	1,7	1,7
Fonti rinnovabili <sup>(A)</sup>	12,9	13,8	12,4
<b>Totale</b>	<b>185,3</b>	<b>186,8</b>	<b>186,7</b>
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
- <i>industria</i>	3,8	16,6	7,0	0,2	11,9	39,5
- <i>trasporti</i>	0,0	0,4	41,4	0,0	0,7	42,5
- <i>usi civili</i>	0,1	21,0	7,2	1,0	11,2	40,5
- <i>agricoltura</i>	0,0	0,1	2,6	0,2	0,5	3,4
- <i>usi non energetici</i>	0,1	1,0	5,7	0,0	0,0	6,8
- <i>bunkeraggi</i>	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 mercato 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<sub>2</sub>, 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<sup>3</sup> 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

SERVIZI	VALORI IN EURO				INCIDENZA % SULLA SPESA TOTALE			
	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
Energia elettrica	32,50	34,08	36,46	<b>34,10</b>	1,3	1,6	2,1	<b>1,6</b>
Gas	55,04	45,87	28,06	<b>44,44</b>	2,2	2,1	1,6	<b>2,0</b>
Riscaldamento centralizzato	20,79	6,65	1,93	<b>11,88</b>	0,8	0,3	0,1	<b>0,5</b>
Telefono	37,25	39,06	31,60	<b>35,76</b>	1,5	1,8	1,8	<b>1,6</b>
Acqua e condominio	33,23	24,89	19,80	<b>27,22</b>	1,4	1,1	1,1	<b>1,2</b>
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 emissioni 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 <sup>(A)</sup>	USI CIVILI	INDUSTRIA	TRASPORTO E ALTRI USI	TOTALE
<b>1990</b>				
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
<b>2000</b>				
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
<b>2010 Bassa crescita</b>				
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
<b>2010 Alta crescita</b>				
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 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

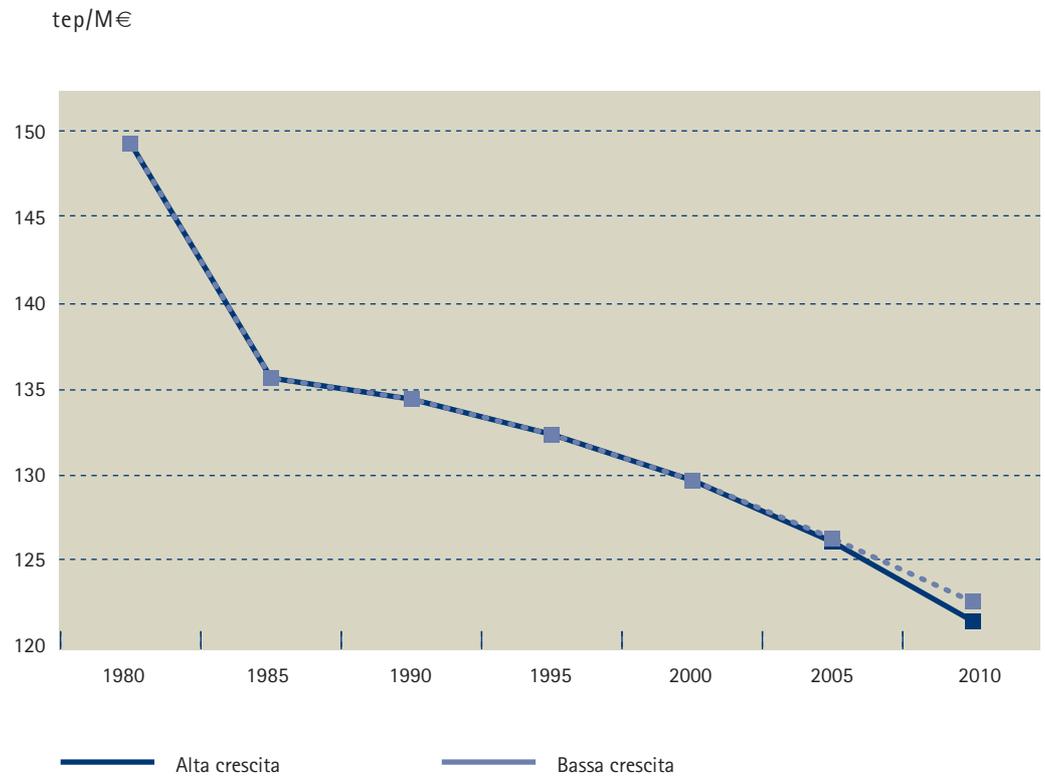
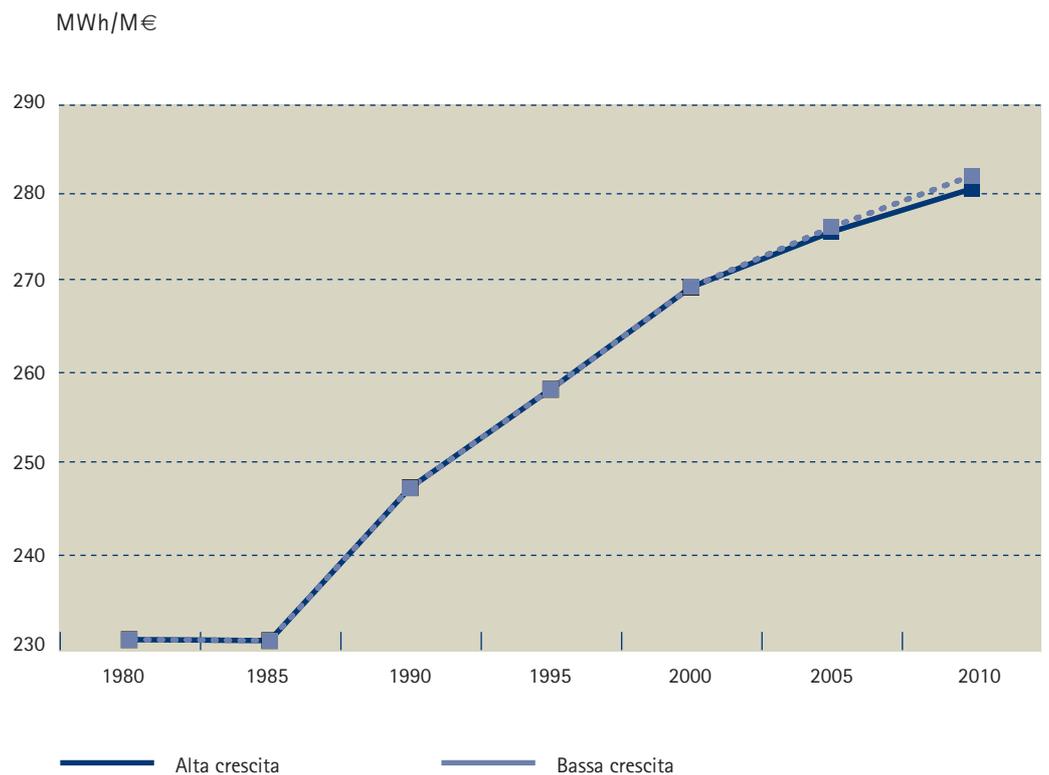


FIG. 3.2 ANDAMENTO DEL RAPPORTO ENERGIA ELETTRICA/PIL 1980-2010



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 <sup>(A)</sup>	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 <sup>(B)</sup>	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, Grtn.

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<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup>. Nel 2002 le importazioni di gas naturale sono state di 58,1 miliardi di m<sup>3</sup> (pari all'83 per cento del fabbisogno nazionale di 69,9 miliardi di m<sup>3</sup>), di cui 54,3 miliardi di m<sup>3</sup> via gasdotto e 3,6 miliardi di m<sup>3</sup> di GNL. Nello stesso anno si è registrato un incremento del gas in stoccaggio pari a 1,4 miliardi di m<sup>3</sup> standard, in parte dovuto all'aumento dello spazio disponibile nel sistema (0,7 miliardi di m<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>

BASSA CRESCITA ECONOMICA	2000	2001	2002	2005			2010		
				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
<b>Totale</b>	<b>69,8</b>	<b>71,0</b>	<b>70,4</b>	<b>77,0</b>	<b>77,0</b>	<b>77,0</b>	<b>90,0</b>	<b>94,2</b>	<b>88,7</b>
<b>ALTA CRESCITA ECONOMICA</b>									
				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	
<b>Totale</b>				<b>78,0</b>	<b>78,0</b>		<b>98,8</b>	<b>98,7</b>	

TAV. 3.9 **FABBISOGNO DI GAS NATURALE E CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NELL'ANNO 2010 IN BASE ALLE INFRASTRUTTURE ATTUALMENTE PROGRAMMATE**Miliardi di m<sup>3</sup> 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
<b>Fabbisogno lordo</b>	<b>91,2</b>	<b>95,4</b>	<b>89,9</b>	<b>100,1</b>	<b>100,0</b>
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
<b>Totale disponibilità</b>	<b>96,1</b>	<b>96,1</b>	<b>96,1</b>	<b>96,1</b>	<b>96,1</b>

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 m<sup>3</sup> standard annui a partire dal 2008. A essa va aggiunta la capacità di importazione esistente via GNL di circa 3,5 miliardi di m<sup>3</sup> standard.

Nell'ipotesi che continui il declino della produzione nazionale di gas fino a 8 miliardi di m<sup>3</sup> standard e considerando soltanto i potenziamenti dell'infrastruttura di importazione sopra descritti, l'offerta di gas sarà pari a 96 miliardi di m<sup>3</sup> 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, contenente 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 principi 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 principi 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 principi 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 principi 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 principi 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.

Egual 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.

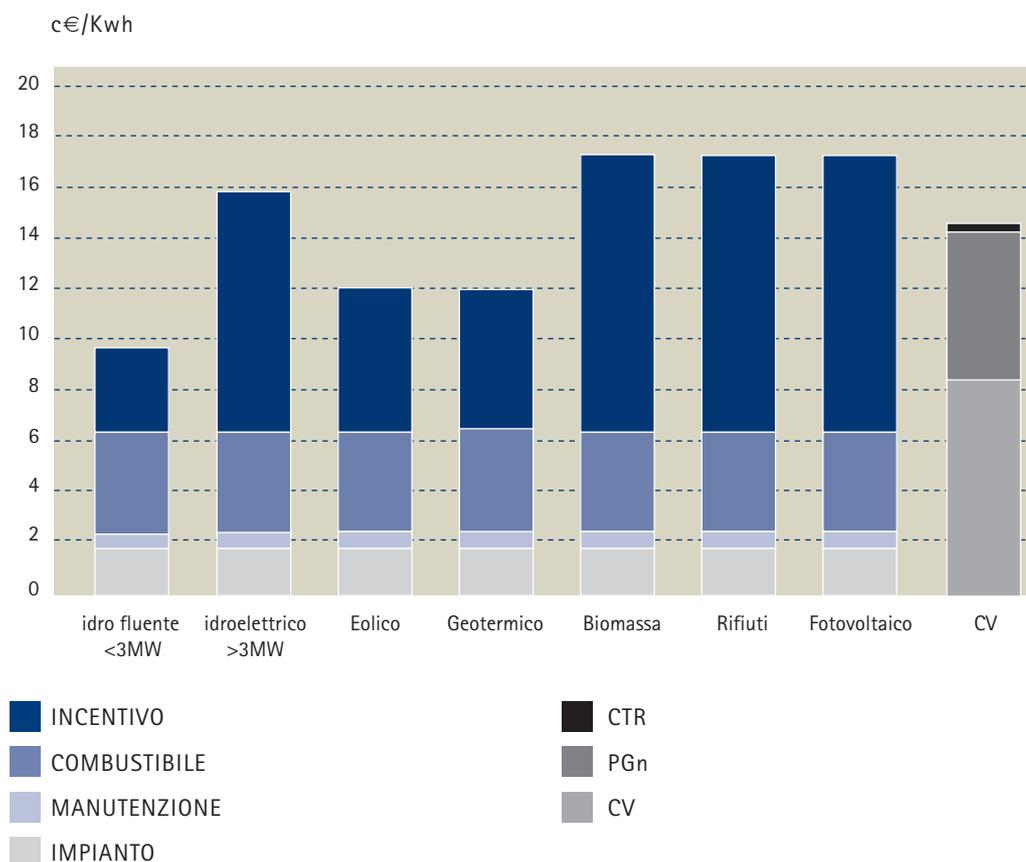
## Prezzi

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 subito 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<sub>2</sub>, 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<sub>2</sub>.

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<sub>2</sub>. 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>. 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<sub>2</sub>, 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 emissioni 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	%
<b>1) Importazioni</b>	44,4		60,0		15,6	
<b>2) Produzione lorda</b>	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
<b>3) Perdite e consumi</b>	22,5		26,0		3,5	
<b>Richiesta sulla rete (1+2-3)</b>	<b>298,5</b>		<b>364,0</b>		<b>65,5</b>	

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 <sub>2</sub> )
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 1,5-2,9 Mtep/anno	3,8-6,5

Fonte: Delibera CIPE 19 dicembre 2002.