

Sezione 1

SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

QUADRO INTERNAZIONALE

QUADRO EUROPEO

QUADRO NAZIONALE

1. QUADRO INTERNAZIONALE

MERCATO INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA NEL 2003

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

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

Nonostante il forte calo del suo peso sui consumi primari a livello mondiale (da 45 per cento nel 1980 a 37 per cento nel 2002), il petrolio continua a dominare di gran lunga il panorama energetico mondiale. Tale ruolo sembra peraltro destinato a stabilizzarsi nel futuro, sostenuto dalla crescente domanda dei paesi in via di sviluppo, soprattutto nell'area asiatica. Secondo le ultime previsioni dell'AIE¹, nel 2030 il petrolio coprirà ancora il 38 per cento della domanda mondiale di energia primaria, rispetto al 28 per cento del gas naturale e al 24 per cento del carbone.

1 *World Energy Outlook 2003*, AIE.

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

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

(A) Include i territori degli Stati Uniti.

(B) Australia, Canada, Islanda, Corea del Sud, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Svizzera, Turchia, Ungheria.

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

Petrolio

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

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

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

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

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

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

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

FIG. 1.1 PREZZO DEL PETROLIO BRENT

\$/barile; valori medi mensili



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gas naturale

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

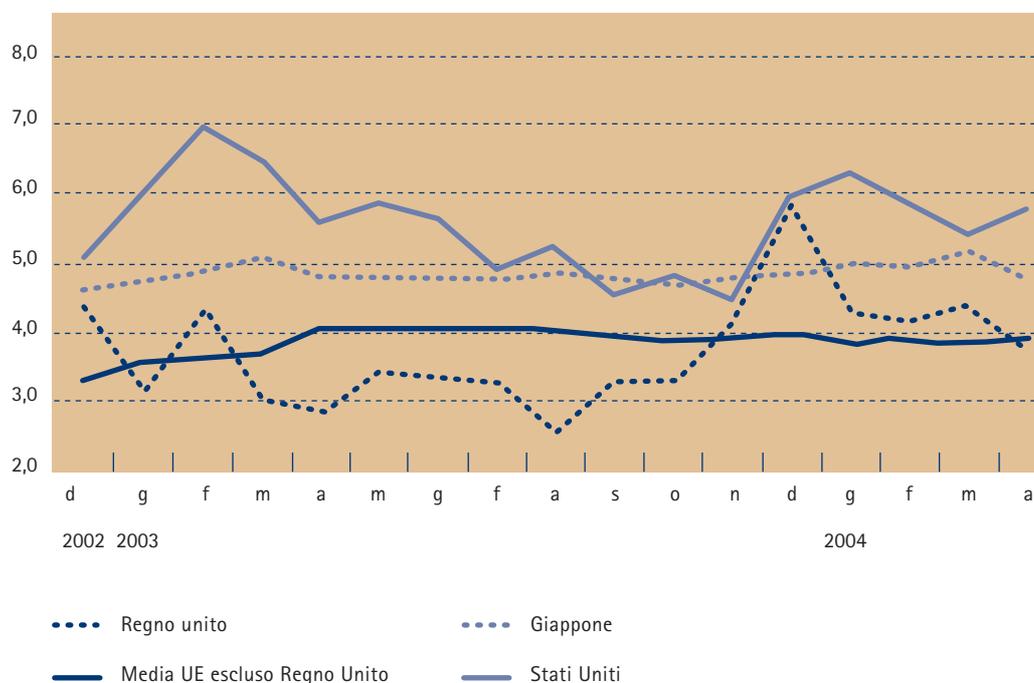
Si è anche molto diversificato tra le varie aree l'andamento mensile (Fig. 1.2), evidenziando le differenti logiche di formazione del prezzo. Dati i meccanismi di indicizzazione con le fonti sostitutive nei contratti di importazione, i prezzi alla frontiera dei paesi dell'Europa continentale hanno riflesso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

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

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

FIG. 1.2 PREZZI INTERNAZIONALI DEL GAS NATURALE

\$/Mbtu; valori a fine mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence.

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

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

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

Carbone

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

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

RAPPORTI CON I PAESI PRODUTTORI

Le criticità internazionali

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

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

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

Le criticità dei paesi membri dell'OPEC

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

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

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

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

Le regole di ripartizione della produzione del cartello OPEC attualmente in vigore sono state fissate nel 1999. I parametri che più di tutti governano i tetti produttivi sono in genere di natura tangibile: le riserve, la capacità produttiva, la produzione storica, i consumi interni, la popolazione, le attuali quote produttive. Ma fondamentali sono anche altri fattori di natura politica e istituzionale che hanno talvolta determinato un notevole calo delle quote rispetto ai valori storici. Emblematico è il caso dell'Iran, al secondo posto per riserve di gas naturale e al quinto per le riserve di petrolio. Con una popolazione in rapida crescita, il paese ha bisogno di sfruttare al massimo le sue risorse fossili per lo sviluppo economico. Prima della rivoluzione khomeinista, il paese produceva 7 milioni di barili/giorno di cui 5 esportati, mentre questi valori sono oggi praticamente dimezzati (rispettivamente, 3,8 e 2,5 milioni di barili/giorno come media del 2003). Analogamente, l'abbandono della Libia da parte delle compagnie americane, a seguito dell'*Iran Libya Sanctions Act*, ha praticamente congelato la produzione di questo paese a 1,5 milioni di barili/giorno per quasi due decenni, rispetto alla produzione di 3 milioni di barili/giorno raggiunta nel 1970. È quindi molto probabile che la produzione continuerà a salire nel medio termine in quasi tutti i paesi membri dell'OPEC. L'Iran ha oramai superato il livello produttivo di 4 milioni di barili/giorno e intende aumentare tale capacità fino a oltre 5 milioni di barili/giorno entro 5 anni. L'Algeria ha recentemente mantenuto un livello produttivo quasi doppio rispetto alla quota e difficilmente potrà rispettare gli accordi senza provocare un impatto negativo sulla sua economia. La Nigeria ha diversi giacimenti pronti per entrare in produzione, che aumenterebbero la capacità produttiva di greggio dall'attuale quota di 2,2 milioni di barili/giorno a 3 milioni di barili/giorno entro il 2004, fino ad arrivare a 3,5 milioni di barili/giorno entro il 2006. Con la fine delle sanzioni anche la Libia accrescerà la sua capacità produttiva di almeno un milione di barili/giorno, così come l'Iraq che, una volta pacificato, potrebbe raggiungere una produzione di 3,5 milioni di barili/giorno in poco più di un anno. Perfino gli Emirati Arabi, il Kuwait e il Qatar, paesi caratterizzati da una popolazione relativamente bassa e da elevati introiti pro capite da petrolio, mirano a innalzare la loro capacità produttiva.

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

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

La concorrenza degli altri paesi produttori

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

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

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

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

Il dialogo con l'Unione europea

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

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

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

Tra i principali fornitori di gas naturale all'Unione europea, solo l'Algeria continua a insistere sul mantenimento delle clausole di destinazione. Allo stato attuale delle trattative questo paese sarebbe disposto a eliminarle solo nell'ipotesi di un "giusto equilibrio" tra compratore e venditore, ottenuto mediante l'introduzione di meccanismi di condivisione con l'azienda importatrice dei benefici economici della vendita di gas su mercati diversi da quelli inizialmente previsti. Se un accordo con la Federazione Russa è stato trovato per la vendita di gas sul mercato europeo, non altrettanto semplice sembra il raggiungimento di un'in-

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

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

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

Tra i progetti infrastrutturali assecondati dall'Unione europea, oltre a quelli di interconnessione dell'area mediterranea, particolare importanza ha il gasdotto trans-Baltico che assicurerebbe la fornitura di 20-40 miliardi di m³ di gas russo ai paesi del Mar Baltico e all'Europa continentale, giungendo fino al Regno Unito.

CONCLUSIONI DEL WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION

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

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

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

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

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

La partecipazione

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

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

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

I relatori sono stati oltre 130.

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

Il programma scientifico

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

Le Linee guida della regolazione e della pratica regolatoria

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

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

Contenuti e conclusioni del World Forum

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

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

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

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

basso reddito e di quelli isolati;

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

2. QUADRO EUROPEO

APPROVVIGIONAMENTO E CONSUMI DI ENERGIA NEI PAESI MEMBRI NEL 2003

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

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

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

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

non è molto indicativo considerando il calo registrato nel 2002 dei consumi di tutte le fonti primarie, a esclusione dell'energia nucleare. Anche nel periodo 2000-2003 le fonti rinnovabili evidenziano una crescita maggiore (3,3 per cento medio annuo), seguite sempre dal gas naturale (2,6 per cento), ma risulta più forte l'incremento del nucleare rispetto al carbone (1,4 contro 0,6 per cento). Un confronto con il periodo 1995-2003 evidenzia una sostanziale stabilità delle dinamiche delle diverse fonti primarie, a esclusione del carbone, i cui consumi, dopo una prolungata fase di contrazione, durata almeno dal 1985, hanno ripreso a crescere nel corso degli ultimi anni, spinti anche dall'elevato prezzo del petrolio. Nel 2003 il 39 per cento dei consumi interni di energia primaria dell'Unione europea era destinato alla generazione elettrica. Tale quota, oscillante attorno al 36 per cento per oltre un decennio, ha iniziato a crescere nel 1999. L'andamento dell'incidenza dell'*input* per la generazione elettrica nei consumi primari totali è tuttavia molto diverso nei singoli paesi membri. In Francia tale incidenza è aumentata costantemente da circa il 37 per cento verso la metà degli anni Ottanta arrivando a valori attorno al 50 per cento nei primi anni del 2000. In Italia è praticamente costante, attorno al 28 per cento, da oltre un decennio. In Svezia si è mantenuta attorno al 55 per cento a partire dai primi anni Novanta per poi calare negli ultimi anni. Va segnalato il persistente aumento dei consumi primari per la generazione elettrica; anche nel 2002, anno caratterizzato da un calo dei consumi primari complessivi (-0,5 per cento), l'*input* alla generazione elettrica è aumentato del 2,3 per cento.

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

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

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

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

COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA A LIVELLO EUROPEO

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

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

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

continua

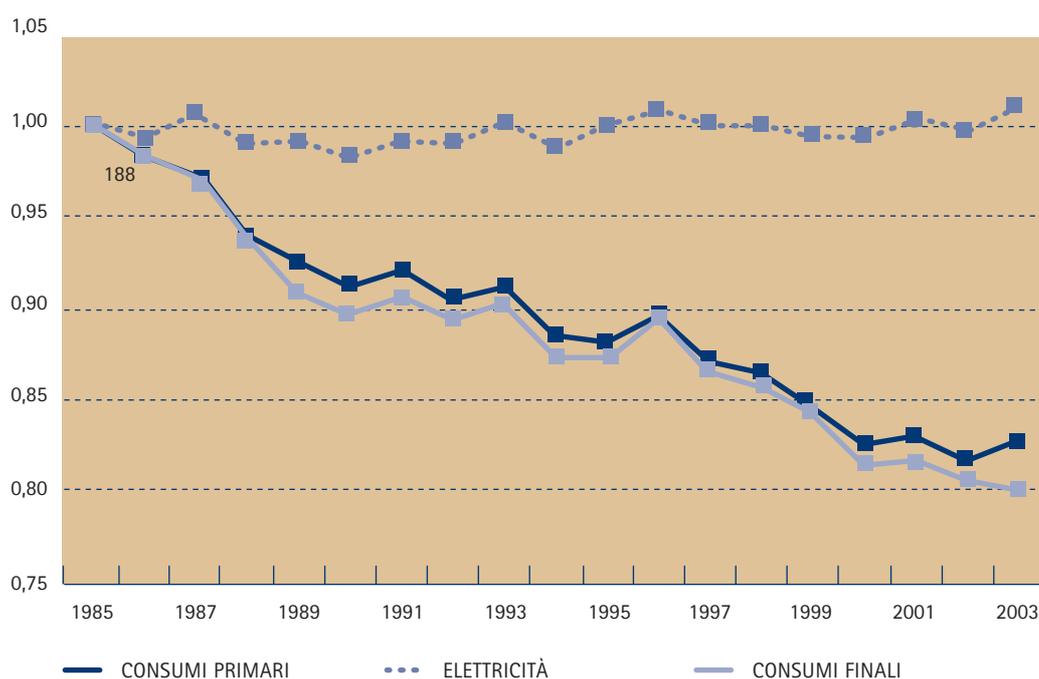
TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA PER L'UNIONE EUROPEA 1990-2003**
(SEGUE)

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

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

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

FIG. 2.1 **INTENSITÀ ENERGETICA DEL PIL DELL'UNIONE EUROPEA 1985-2003**
Numeri indice 1985=1,0



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Sicurezza degli approvvigionamenti

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

Reti transeuropee

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

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

Le principali priorità riguardano:

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

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

Scorte di petrolio e gas naturale

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

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

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

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

Salvaguardia dell'ambiente

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

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

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

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

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

Per venire incontro a tali problematiche, la Commissione europea ha proposto, e il Parlamento europeo ha adottato a fine aprile 2004, la Direttiva collegata che prevede l'istituzione di meccanismi flessibili (*Clean Development Mechanism e Joint Implementation*). Questi ampliavano il riconoscimento, per raggiungere gli obiettivi di Kyoto, di riduzioni delle emissioni di gas serra ottenute attraverso interventi realizzati nei paesi in via di sviluppo e nei paesi in transizione. Con tali provvedimenti dovrebbero ridursi i costi dell'abbattimento delle emissioni da circa 40 a 5 €/tCO₂.

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

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

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

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

Promozione delle fonti rinnovabili

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

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

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

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

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

Efficienza energetica nell'edilizia

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

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

Energia intelligente per l'Europa

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

tecnologie, ma solo quelli relativi alle attività promozionali, soprattutto in relazione all'abbattimento delle barriere alla diffusione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

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

Promozione della cogenerazione

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

Riforma fiscale dei prodotti energetici

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

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata europea, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 2000 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare un confronto tra i prezzi più corretto, in quanto in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

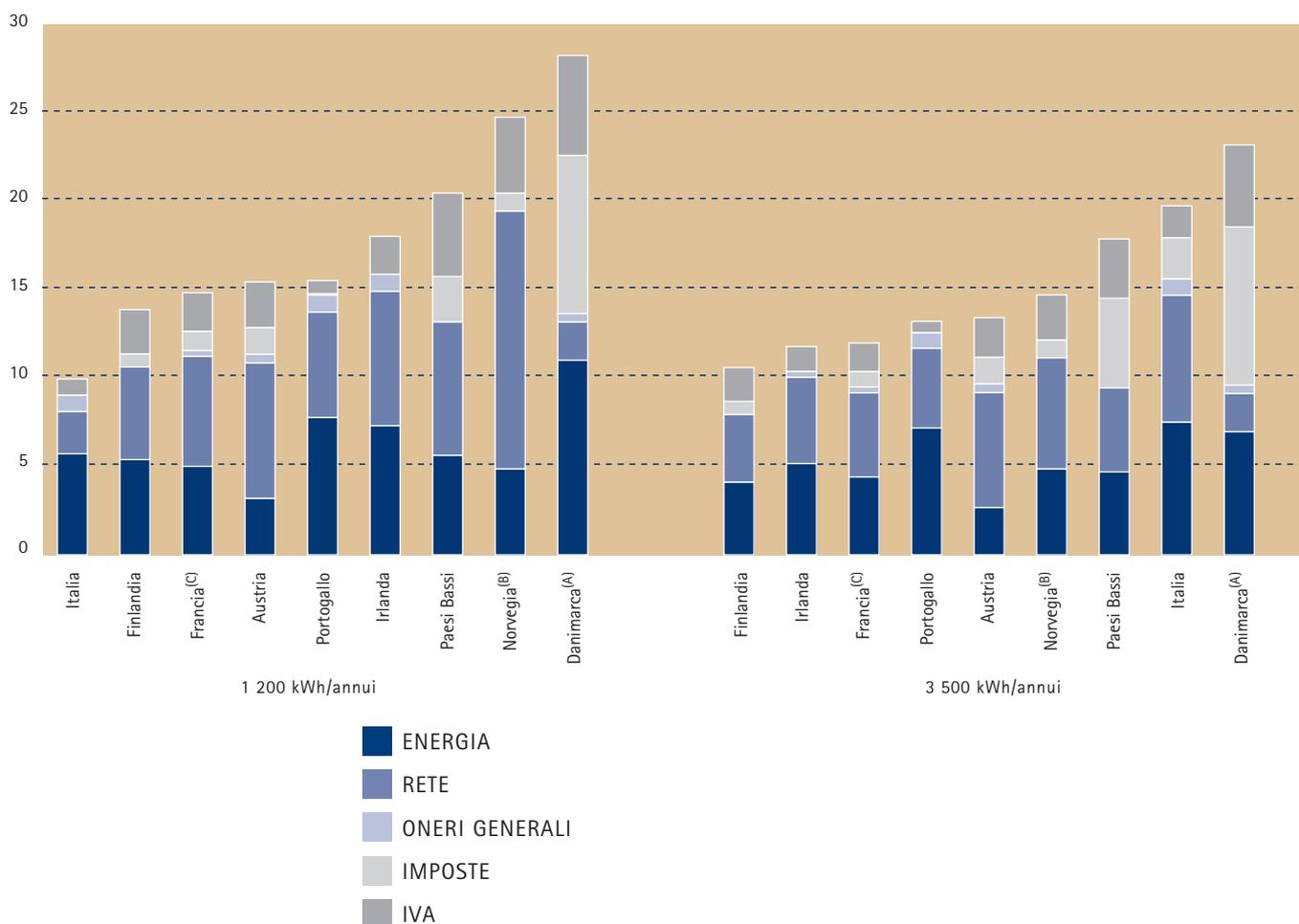
Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non inclusi nel prezzo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

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

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

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

Prezzi in c€/kWh all'1 luglio 2003



(A) Media annuale 2002.

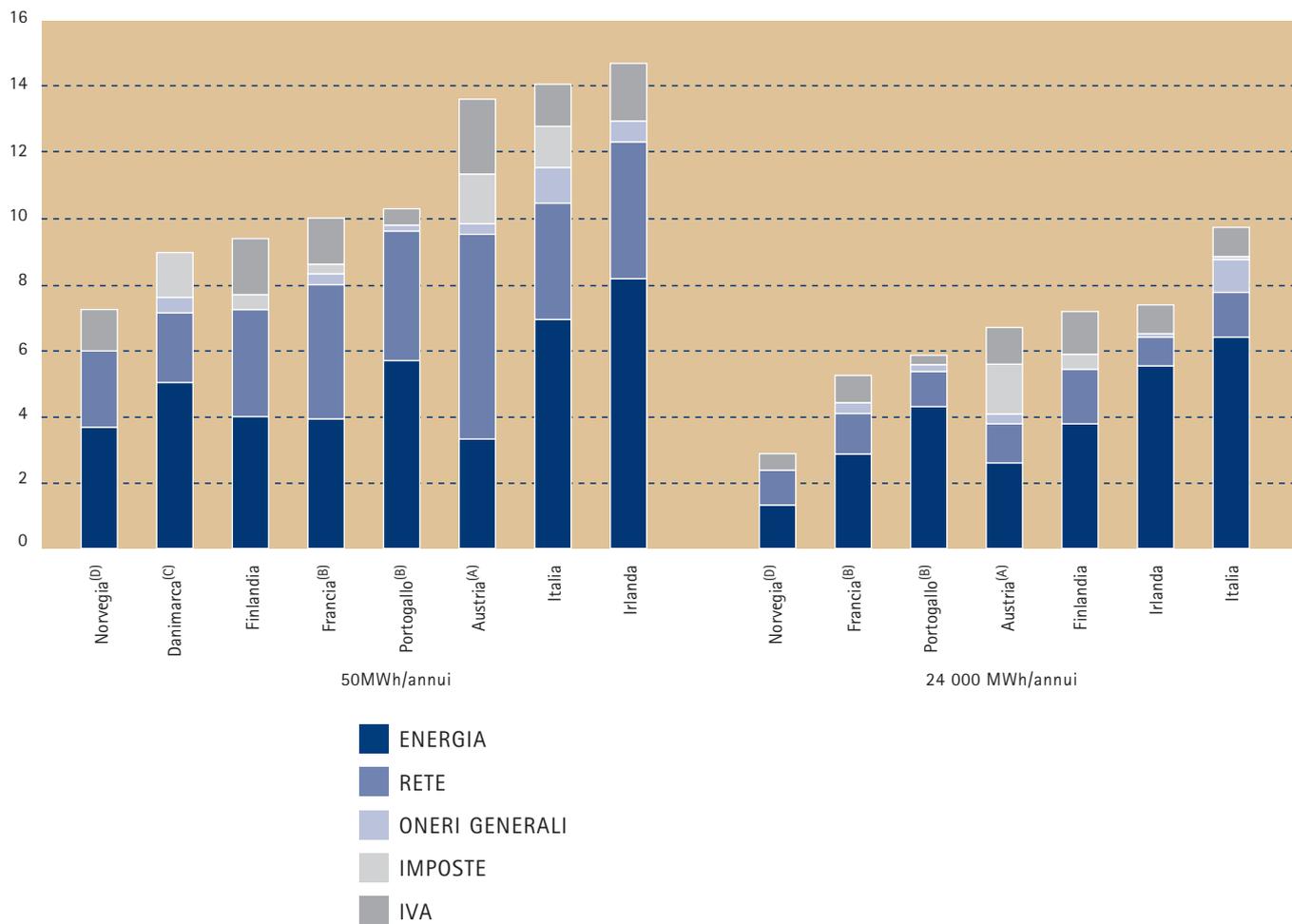
(B) Media annuale 2003. Per la Norvegia gli oneri generali di sistema sono inclusi nella componente "Rete".

(C) Inizio anno 2003.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat e CEER.

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

Prezzi in c€/kWh all'1 luglio 2003



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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat e CEER.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

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

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

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

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1 200 kWh		3 500 kWh		7 500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE						
Austria	17,3	12,4	15,5	10,9	13,4	9,2	12,9	8,8
Belgio	18,3	14,8	17,0	13,8	13,8	11,2	13,3	10,7
Danimarca	32,5	17,0	26,2	12,0	22,1	8,7	20,9	7,7
Finlandia	19,4	15,2	13,9	10,6	10,6	8,0	9,0	6,6
Francia ^(A)	16,2	12,6	14,0	10,9	11,2	8,9	10,9	8,6
Germania ^(A)	26,0	20,4	20,9	16,0	16,9	12,5	15,5	11,3
Grecia	8,2	7,6	7,7	7,1	6,5	6,1	7,4	6,9
Irlanda	23,9	19,1	18,0	14,9	11,8	10,1	10,9	9,4
Italia^(B)	9,6	7,8	10,0	8,1	19,8	14,7	19,3	14,3
Lussemburgo	23,7	21,7	17,9	16,2	13,4	11,9	12,2	10,9
Norvegia	42,5	33,2	24,9	18,9	13,3	9,6	10,1	7,0
Paesi Bassi	20,4	24,0	18,8	16,1	17,8	10,9	17,4	9,3
Portogallo	13,7	12,9	15,5	14,7	13,2	12,6	11,8	11,2
Regno Unito	16,7	15,9	13,4	12,8	9,4	9,0	8,5	8,1
Spagna	13,6	11,2	13,6	11,2	10,6	8,7	9,8	8,0
Svezia	30,2	21,8	20,3	13,8	13,7	8,6	12,7	7,7
Media europea ponderata^(C)	20,0	16,3	16,2	12,8	13,5	10,3	12,5	9,4
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>-52,1</i>	<i>-52,1</i>	<i>-36,4</i>	<i>-36,8</i>	<i>46,9</i>	<i>43,3</i>	<i>53,8</i>	<i>51,0</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.

delle imposte molto inferiori, pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 47 e al 54 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3 500 e di 7 500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte).

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

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

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

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

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

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

L'andamento della media europea nasconde dinamiche diverse tra i vari paesi: mentre i prezzi di Francia e, soprattutto, Regno Unito sono diminuiti nel confronto tendenziale, Austria, Paesi Bassi e Svezia hanno messo a segno aumenti significativi. I prezzi inglesi scontano, tuttavia, l'effetto dell'indebolimento della sterlina rispetto all'euro. In Austria l'aumento della componente energia, che pesa tra il 18 e il 25 per cento del prezzo totale, si è accompagnato all'entrata in vigore di una legge che ha uniformato su scala nazionale la definizione degli incentivi all'energia prodotta da fonti rinnovabili e da impianti a ciclo combinato. La nuova legge ha determinato una crescita della componente imposte e altri sovrapprezzi per le prime tre classi di consumo. In Svezia, come del resto in Norvegia, il secondo semestre del 2002 è stato particolarmente secco con conseguente scarsa disponibilità degli invasi per la produzione idroelettrica. La carenza di offerta si è riflessa nei picchi registrati dal *Nord Pool* tra la fine del 2002 e il primo trimestre del 2003 e si è in parte trasferita nei prezzi finali pagati dai consumatori svedesi al rinnovo dei contratti che, per l'utenza domestica, sono soprattutto annuali a prezzo fisso. I prezzi norvegesi hanno invece subito un forte incremento all'inizio del 2003 in concomitanza con gli aumenti dei prezzi all'ingrosso a cui sono indicizzati nei contratti standard per gli utenti domestici¹, mentre sono poi rientrati su livelli più in linea con il *trend* storico nella seconda parte dell'anno. Occorre tuttavia ricordare che l'aumento in euro dei prezzi norvegesi nel confronto tra luglio 2003 e luglio 2002 sconta l'indebolimento della corona norvegese nei confronti della valuta europea. In Svezia anche la componente fiscale ha registrato aumenti intorno al 20 per cento rispetto al luglio 2002 come conseguenza di un inasprimento delle imposte al consumo. L'Irlanda ha mostrato incrementi compresi tra il 13 e il 15 per cento per i prezzi al netto delle imposte, mentre i prezzi lordi sono aumentati in misura assai maggiore per l'effetto congiunto dell'aumento dell'aliquota IVA dal 12,5 al 13,5 per cento e dell'introduzione di un sovrapprezzo a partire dal gennaio 2003. Si ricorda che in Irlanda i consumatori non pagano imposte sul consumo di energia elettrica. In Germania l'ecotassa pagata dalle utenze domestiche è aumentata di circa il 15 per cento con l'inizio del 2003.

Prezzi per le utenze industriali

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

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

CONTINUA
↓

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

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

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

TAV. 2.5 VARIAZIONI DEI 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	-2,4	-4,3	-0,2	-2,3	0,2	-2,2
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	32,1	35,6	36,8	41,7	38,4	43,0
Francia ^(A)	0,0	-6,8	-	-	-	-
Germania ^(A)	33,1	18,5	30,8	16,9	35,3	20,0
Grecia	3,0	3,0	4,4	5,0	3,9	3,2
Irlanda	1,0	-1,5	-1,3	-4,1	0,3	-2,1
Italia^(B)	0,8	5,0	2,3	7,4	1,9	7,3
Lussemburgo	5,2	5,5	5,4	5,4	5,2	5,5
Norvegia	12,6	12,5	14,1	14,1	14,5	14,5
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-15,1	1,3	-6,8	2,6	-5,6	2,6
Regno Unito	-14,6	-14,9	-14,9	-15,2	-18,4	-18,5
Spagna	1,9	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Svezia	44,1	43,8	43,1	43,1	46,0	45,8
Media europea ponderata^(C)	8,7	5,1	11,1	8,0	11,7	8,3

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

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

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

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

Per le classi superiori, a cui è associato l'uso del gas naturale anche per il riscaldamento delle abitazioni, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano ai livelli più alti, preceduti da quelli di Svezia e Danimarca, con uno scostamento dalla media europea superiore al 50 per cento. A causa della forte incidenza fiscale, che caratterizza in Italia queste tipologie di consumo (2 200 e 3 300 m³

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

Prezzi in c€/m³ a cambi correnti all'1 luglio 2003; 1 GJ=26,268 m³

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

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

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

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(D) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso pari a 96 € per l'anno 2003. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.

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

(F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

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

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

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

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

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

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

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

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani sono tra i più elevati in Europa, con scostamenti, in percentuale, che si collocano intorno al 13-17 per cento al lordo delle imposte e intorno al 20-25 per cento al netto delle imposte. Viceversa, a differenza dei prezzi per le utenze domestiche, quelli relativi alle utenze industriali e commerciali mostrano una minore divergenza rispetto alla media europea per le classi di consumo più elevate. In particolare, alla tipologia con consumi di oltre 10 milioni di m³ corrisponde un prezzo al lordo delle imposte superiore del 5 per cento al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di m³ lo scostamento diventa negativo.

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

Prezzi in c€/m³ a cambi correnti all'1 luglio 2003; 1 GJ=26,268 m³

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

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4 000 ore.

(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nel 2000.

(G) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

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

In termini dinamici il quadro appare maggiormente articolato: è interessante notare che, sia per i prezzi italiani sia per il valore medio europeo, per i piccoli consumatori e per la tipologia con consumi intorno a un milione di m³ il prezzo è leggermente diminuito oppure è rimasto sostanzialmente stabile. Per la classe di consumo più elevata (oltre i 10 milioni di m³) e per la classe di consumo intorno ai 100 000 m³, invece, il prezzo è aumentato con tassi di crescita compre-

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

Variazioni percentuali luglio 2003 – luglio 2002

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

(A) Senza fattore di carico.

(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1 600 ore.

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4 000 ore.

(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

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

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

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

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

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

Valori percentuali all'1 luglio 2003

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m ³)	16,74 GJ (439,73 m ³)	83,7 GJ (2198,63 m ³)	125,6 GJ (3299,26 m ³)	418,6 GJ (10995,8 m ³)	4186 GJ (109958 m ³)	41860 (1099578 m ³)	418600 GJ (10995785 m ³)
PAESI	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Austria	25,5	26,1	27,8	27,9	28,5	30,5	30,9	-
Belgio	19,1	19,2	20,4	20,7	20,8	17,2	17,3	17,2
Danimarca	44,4	57,8	57,8	57,8	25,9	26,3	29,1	29,4
Finlandia	-	-	-	-	-	22,6	23,7	25,8
Francia	13,9	14,9	14,9	14,9	15,9	16,1	18,2	22,5
Germania	20,6	22,1	25,7	26,3	23,7	24,9	25,4	27,2
Irlanda	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	12,0	11,8	11,8
Italia	18,7	19,6	41,7	42,5	13,6	14,2	15,6	16,6
Lussemburgo	5,7	5,7	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,6
Paesi Bassi	-43,0	2,5	36,8	39,6	-	-	-	-
Portogallo	4,8	4,8	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Regno Unito	4,7	4,7	4,8	4,6	19,9	20,6	21,1	17,8
Spagna	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,7	13,7	13,8
Svezia	37,8	43,7	46,7	46,8	30,1	31,4	32,1	35,5
Media europea ponderata	12,2	15,7	25,9	26,8	18,5	19,2	20,5	21,4

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

DIRETTIVE E LEGISLAZIONE

Nuove Direttive (e nuova legislazione in preparazione)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Un esempio in tal senso è costituito dal fatto che la nuova legislazione energetica non arriva a imporre l'obbligo di separazione proprietaria delle reti, ma stabilisce che esse siano costituite in società distinte e le sottopone alla regolazione di un'Autorità indipendente. In tale contesto è possibile immaginare una sequenza che conduca al risultato ottimale, cioè alla cessione della rete da parte dell'impresa che produce e vende energia. Tale passo è necessario al fine di garantire un ideale funzionamento del mercato ed evitare comportamenti collusivi. Sempre in data 26 giugno è stato approvato il regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (2003/1228/CE). Esso mira a stabilire norme eque, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno e tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali. Ciò implica la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

Il regolamento affronta le seguenti problematiche:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Partnership euro-mediterranea

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

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

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

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

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

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

Attività del Council of European Energy Regulators

Il CEER è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo informale di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di modalità comuni di attuazione delle Direttive per un mercato unico dell'energia. Nel giugno 2003, anche in relazione alle nuove funzioni delle Autorità di regolazione previste dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, il CEER è stato rifondato come associazione senza scopo di lucro di diritto belga. Al CEER aderiscono 15 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea prima dell'allargamento (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Irlanda del Nord, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito), i regolatori dei nuovi paesi membri (Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria) e due dell'Area economica europea di libero scambio (Norvegia e Islanda). Dall'1 luglio aderisce anche l'Autorità di regolazione tedesca. Anche attraverso il CEER gli organismi di regolazione nazionale mantengono rapporti di collaborazione e consultazione con la Commissione europea e partecipano attivamente ai Forum di regolazione per l'elettricità, il gas e il mercato elettrico dell'Europa sud-orientale.

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

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

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

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

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

Florence School of Energy Regulation

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

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

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

Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità

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

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

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

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

Il primo affronta:

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

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

Il gruppo di lavoro per il gas tratta:

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

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

I Forum europei della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati istituiti su iniziativa della Commissione europea (rispettivamente nel 1998 e nel 1999) a valle dell'approvazione delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE di liberalizzazione dei mercati energetici. Hanno lo scopo di favorire il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia.

Obiettivo dei Forum è il conseguimento di accordi per l'applicazione concreta delle Direttive, con particolare riguardo ai temi inerenti le barriere alla concorrenza di rilevanza transnazionale: durante il loro svolgimento la regolazione è ricercata e messa a punto attraverso il consenso delle parti interessate (governi, Commissione europea, regolatori, gestori delle reti e delle altre infrastrutture, gestori dei mercati, produttori, *trader*, consumatori). La Commissione europea, che presiede i Forum, trae da essi e dalle attività connesse fondamentali informazioni necessarie al progresso degli obiettivi comunitari di liberalizzazione dei mercati; valuta inoltre i casi in cui la regolazione consensuale non è di per sé sufficiente e deve essere integrata da regolamenti formali, come è accaduto per gli scambi internazionali di energia elettrica. Sono stati così istituiti:

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

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

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

L'Autorità ha partecipato alle riunioni sia del 10° Forum europeo di regolazione dell'energia elettrica, svoltosi a Roma l'8 e il 9 luglio 2003, sia del 7° Forum europeo per la regolazione del gas, tenutosi a Madrid il 24 e il 25 settembre 2003. Nel corso del Forum di Firenze, la Commissione europea ha presentato la seconda versione dello *Strategy Paper*, che indica la prospettiva di lungo termine dello sviluppo del mercato. Questo documento si occupa in particolare della sicurezza delle forniture, della concentrazione nel mercato e degli investimenti nelle interconnessioni. La maggioranza del Forum ha sostenuto la validità degli approcci di mercato alla sicurezza della fornitura e allo sviluppo della generazione, in un clima di stabilità delle regole favorevole agli investimenti di lungo termine, soggetto a monitoraggio. Il CEER, invece, dopo aver sottolineato l'importanza del coordinamento tra operatori di rete, dell'*unbundling* e della prevenzione di posizioni dominanti, ha presentato il documento *Principi di controllo regolatorio e remunerazione finanziaria delle infrastrutture*, che è stato accolto favorevolmente dal Forum.

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

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

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

Su quest'ultimo punto l'ETSO, l'associazione dei gestori delle reti, ha presentato la proposta per il meccanismo in vigore dall'1 gennaio 2004, che, abolendo la precedente tariffa sulle esportazioni di 0,5 €/MWh, è in linea con il citato regolamento. Il Forum ha inoltre sottolineato la necessità di un insieme di standard di sicurezza e affidabilità comuni, che i gestori e gli utenti delle reti dovranno osservare, allo scopo di assicurare il funzionamento efficiente e sicuro del sistema interconnesso, oltre che una qualità appropriata dell'offerta di energia elettrica. L'Unione per il coordinamento della trasmissione di energia (UCTE) sta lavorando a un manuale operativo in proposito, predisposto in collaborazione con i partecipanti al mercato che sarà sottoposto a consultazione pubblica.

Infine il Forum ha assegnato gli incarichi per la prossima sessione.

La settima riunione del Forum di Madrid è iniziata constatando i significativi progressi sulla via dell'apertura del mercato, ottenuti dopo la sesta riunione (ottobre 2002). Tuttavia l'esperienza pratica ha rivelato che importanti ostacoli ancora si frappongono all'entrata di nuovi operatori. I partecipanti al Forum hanno pertanto sottolineato la necessità di rapidi sviluppi su un ampio spettro di questioni connesse con la creazione e l'operatività di un mercato europeo del gas naturale pienamente integrato.

Le principali questioni affrontate nella settima riunione hanno riguardato:

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

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

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

RAPPORTI CON I PAESI ESTERNI

Rapporti con il Forum dei paesi del Sud-Est europeo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti con i paesi dell'Energy Regulators Regional Association

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

Assistenza tecnica

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

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

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

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

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

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

3. QUADRO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2003

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

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

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

Produzione, importazioni e disponibilità per il consumo interno

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

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

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

Generazione elettrica

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

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

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

Impieghi finali

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

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

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

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

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

Mtep

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

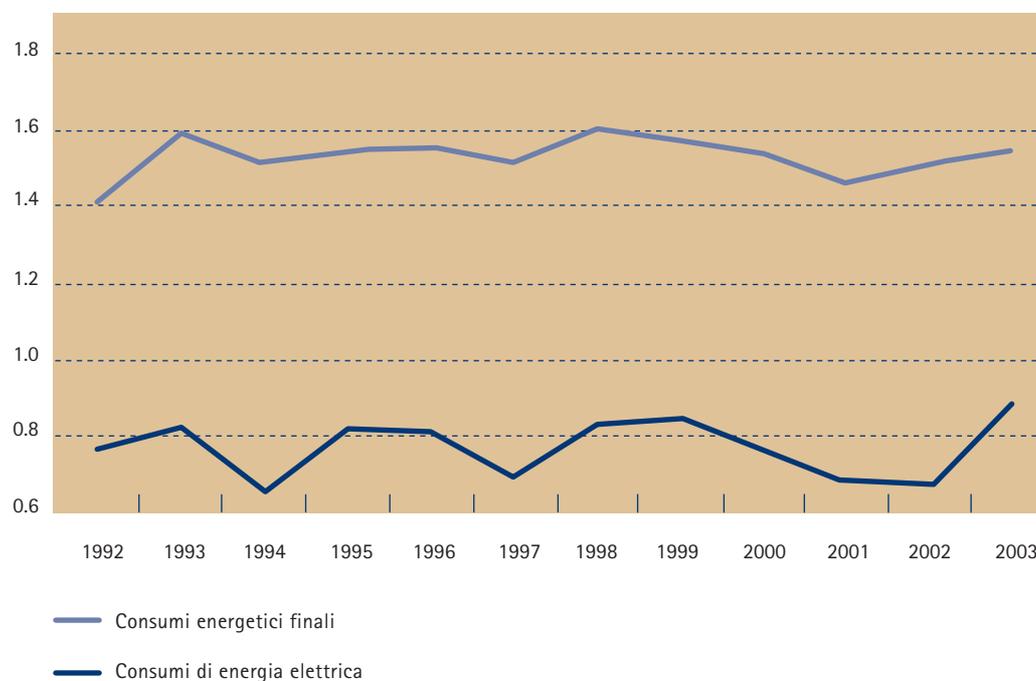
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) e importazioni/esportazioni con l'estero valutate a *input* termoelettrico convenzionale di 2 200 kcal per kWh.

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

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

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

FIG. 3.1 ELASTICITÀ DEI CONSUMI ENERGETICI RISPETTO AL PIL

Medie mobili decennali^(A)

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

Prospettive per il 2004

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

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

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

Mtep

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

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

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

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

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

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

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

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

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

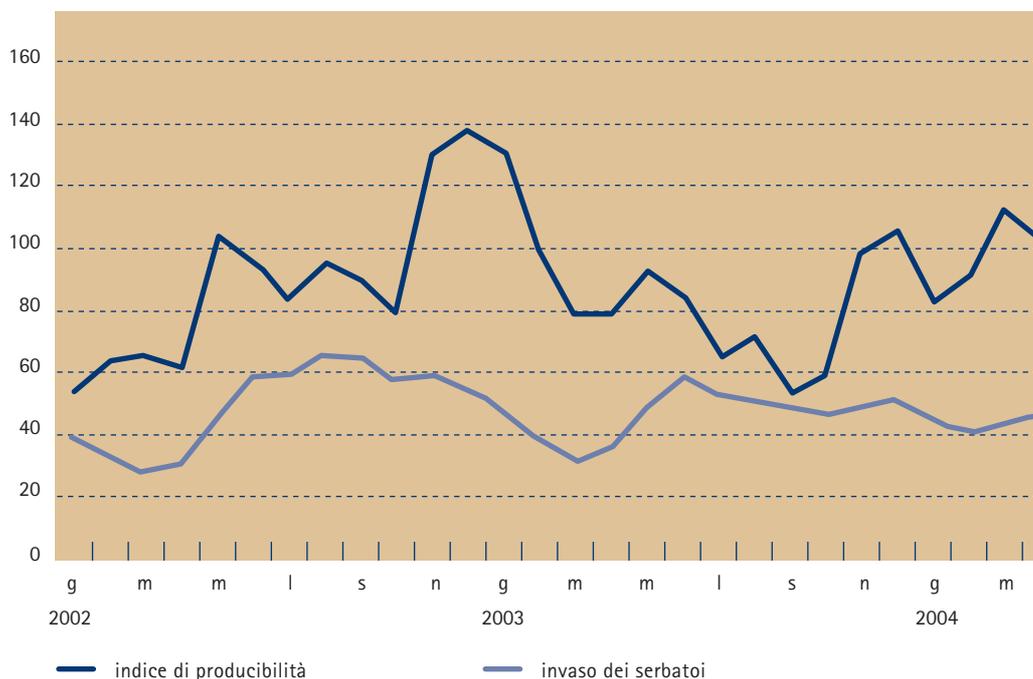
I cicli combinati andranno a sostituire in prevalenza la generazione da impianti a olio combustibile ma anche quella da impianti termoelettrici tradizionali a gas. Complessivamente, l'*input* di petrolio alla generazione elettrica dovrebbe calare da 15,4 Mtep nel 2003 a poco più di 10 Mtep nel 2004,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

In mancanza di investimenti in esplorazione e sviluppo negli anni passati, è inevitabile un ulteriore calo della produzione nazionale di gas naturale che sommato all'aumento dei consumi nella generazione elettrica e alla diminuzione degli stoccaggi nel 2003 determina un forte incremento delle importazioni a quasi 57 Mtep (circa 69 miliardi di m³). Assumendo una sostanziale invarianza delle dinamiche che hanno caratterizzato l'esportazione di derivati petroliferi negli ultimi anni e

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

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

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



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

Mtep se non altrimenti indicato

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

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

INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Modifiche legislative nel settore dell'energia

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

Interruzioni programmate delle forniture elettriche e blackout

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

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

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

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

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

chi di energia elettrica per l'utenza diffusa;

- riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica e successiva privatizzazione nonché garanzie di terziarietà della rete.

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

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

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

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

Attuazione del sistema delle offerte del mercato di energia elettrica

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

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

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

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

Altri interventi

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

Normativa in corso di definizione

Disegno di legge di riordino del settore energetico

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

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

duto a espungere dal testo le parti confluite nel decreto legge n. 239/03, divenuto poi la legge n. 290/03, attinenti la sicurezza del sistema elettrico e l'organizzazione delle reti.

In conseguenza dei ritardi nella calendarizzazione del prosieguo della discussione in Assemblea, nel momento in cui si scrive, il Governo ha annunciato la volontà di porre la fiducia sul provvedimento per accelerarne l'approvazione.

Legge comunitaria 2004

Il 6 febbraio 2004 il Governo ha presentato il disegno di legge AS 2742, *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004*, contenente le disposizioni generali per il conferimento di delega legislativa per l'attuazione delle Direttive europee che richiedono l'introduzione o la modifica di normative nazionali. Esso individua sia le Direttive che necessitano per il recepimento unicamente di correzioni e integrazioni di disposizioni legislative vigenti, per le quali prevede interventi di normazione diretta, sia quelle che richiedono l'introduzione di normative organiche complesse, per le quali prevede criteri generali e specifici per l'esercizio delle deleghe da parte del Governo.

Relativamente al settore energetico il disegno di legge impone al Governo l'emaneazione, entro 180 giorni, di decreti legislativi che diano attuazione alle nuove Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE relative al completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. Per tali Direttive il procedimento prevede che il Governo sottoponga schemi di provvedimenti attuativi alle competenti commissioni parlamentari per l'espressione di un parere entro 40 giorni dalla data di trasmissione.

Il disegno di legge detta altresì specifici criteri di delega, all'art. 7, per il recepimento della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra della Unione. Detti criteri prescrivono l'esigenza che si considerino:

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

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

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

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

Revisione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001

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

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

In considerazione di ciò, all'inizio del 2003 è stato avviato dai ministeri competenti¹ un processo di revisione dei decreti, finalizzato a posticiparne l'entrata in vigore secondo tempi compatibili con la definizione della regolazione attuativa e a semplificarne l'attuazione. Gli Uffici dell'Autorità, su richiesta dei competenti Uffici ministeriali, hanno fornito il loro supporto tecnico per l'analisi e la valutazione delle diverse ipotesi di revisione.

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

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

Politiche e legislazione energetica regionale e locale

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Recepimento della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili

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

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

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

In relazione a questi temi il decreto prevede che:

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

Il decreto legislativo n. 387/03 oltre ad attuare le prescrizioni della normativa comunitaria interviene sia a regolare gli aspetti del mercato elettrico relativi alle energie rinnovabili rimasti in sospenso nel processo di liberalizzazione, sia a introdurre disposizioni specifiche per le diverse fonti di generazione.

Per quanto riguarda la remunerazione della produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili, il decreto introduce novità nel mercato dei certificati verdi e nelle modalità di remunerazione dell'energia elettrica prodotta.

In relazione al mercato dei certificati verdi è opportuno ricordare tre aspetti significativi.

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

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

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

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

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

Regimi specifici

Il decreto infine interviene nella regolazione di specifiche tecnologie.

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

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

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

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

Attuazione degli obiettivi di Kyoto

Il 2003 si è rivelato un anno molto significativo riguardo ai progressi per la definizione delle strategie globali per la riduzione delle emissioni climalteranti. Più che sul fronte del Protocollo di Kyoto la cui validità internazionale rimane ancora dubbia in attesa della ratifica da parte della Federazione Russa, l'episodio maggiormente rilevante è stato l'approvazione della Direttiva dell'Unione europea del 13 ottobre 2003, n. 87, che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione e che modifica la Direttiva 96/61/CE. Tale Direttiva entra in vigore indipendentemente dalla ratifica a livello internazionale del Protocollo di Kyoto.

Stato di avanzamento della ratifica del Protocollo

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

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

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

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

Nella tavola 3.5 sono riportati i volumi di emissione di CO₂ al 2010 secondo quanto originariamente richiesto dal Protocollo di Kyoto, in base alla strategia elaborata dal Dipartimento di Stato americano e secondo un'ipotesi più prudente di incremento del PIL. Nelle ipotesi alternative le emissioni di gas climalteranti risultano comunque superiori al livello del 1990.

Direttiva europea sull'emission trading

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

TAV. 3.4 STATO DELLA RATIFICA DEL PROTOCOLLO DI KYOTO

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

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

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

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

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

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

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

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

Piano nazionale di allocazione dei crediti di emissione

Nel marzo 2003 il Ministero dell'ambiente, congiuntamente al Ministero delle attività produttive, ha presentato un Documento per la consultazione relativo al piano di allocazione nazionale dei crediti di emissione. Per il settore termoelettrico si prevede un obiettivo di emissione al 2010 pari a 153,5 Mt CO₂ eq. Tale volume, che rivede lo scenario di riferimento posto pari a 124 Mt CO₂ eq. nella delibera CIPE n. 123/02, corrisponde ai crediti di emissione che dovranno essere assegnati al settore termoelettrico nel 2010. Per il primo periodo di allocazione, 2005-2007, sono state proposte due metodologie di allocazione alternative. Entrambe cercano di minimizzare gli impatti tariffari dell'implementazione della Direttiva sull'*emission trading* nel nostro paese. L'Autorità ha risposto alla consultazione ministeriale con un Documento i cui tratti salienti sono descritti al Capitolo 8.

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

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

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

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

L'Autorità ha competenze in materia di:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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