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

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

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

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

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

RAPPORTI CON I PAESI ESTERNI

Rapporti con il Forum dei paesi del Sud-Est europeo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti con i paesi dell'Energy Regulators Regional Association

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

Assistenza tecnica

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

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

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

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

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

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

PAGINA BIANCA

3. QUADRO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2003

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

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

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

Produzione, importazioni e disponibilità per il consumo interno

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

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

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

Generazione elettrica

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

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

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

Impieghi finali

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

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

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

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

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

Mtep

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

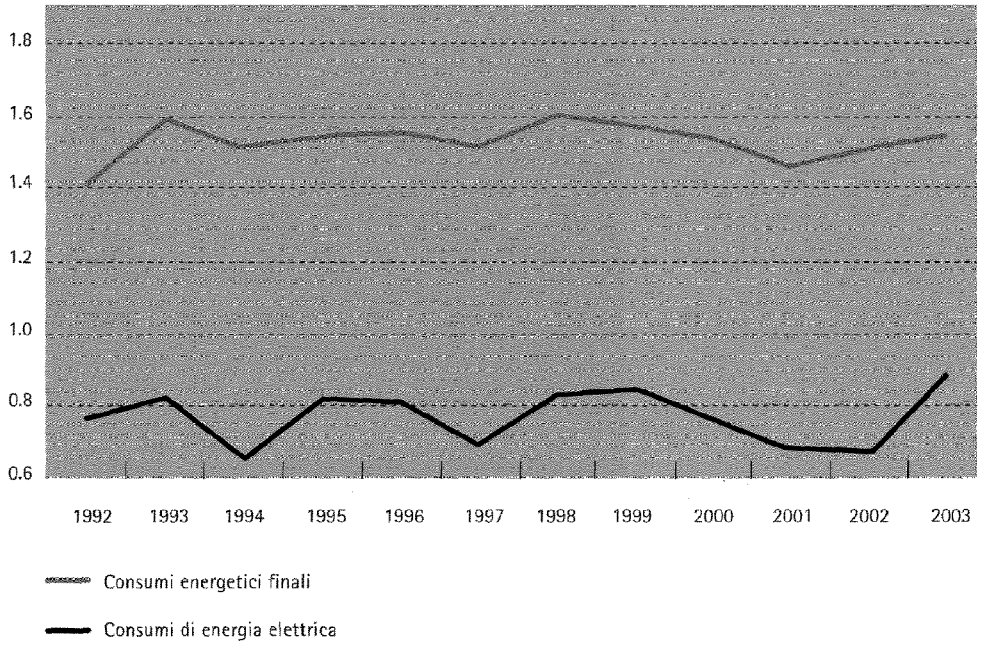
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) e importazioni/esportazioni con l'estero valutate a *input* termoelettrico convenzionale di 2 200 kcal per kWh.
(B) Consumi finali di energia elettrica degli autoproduttori contabilizzati in termini di *input* di combustibili alla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

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

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

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

Medie mobili decennali(A)



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

Prospettive per il 2004

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

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

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

Mtep

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

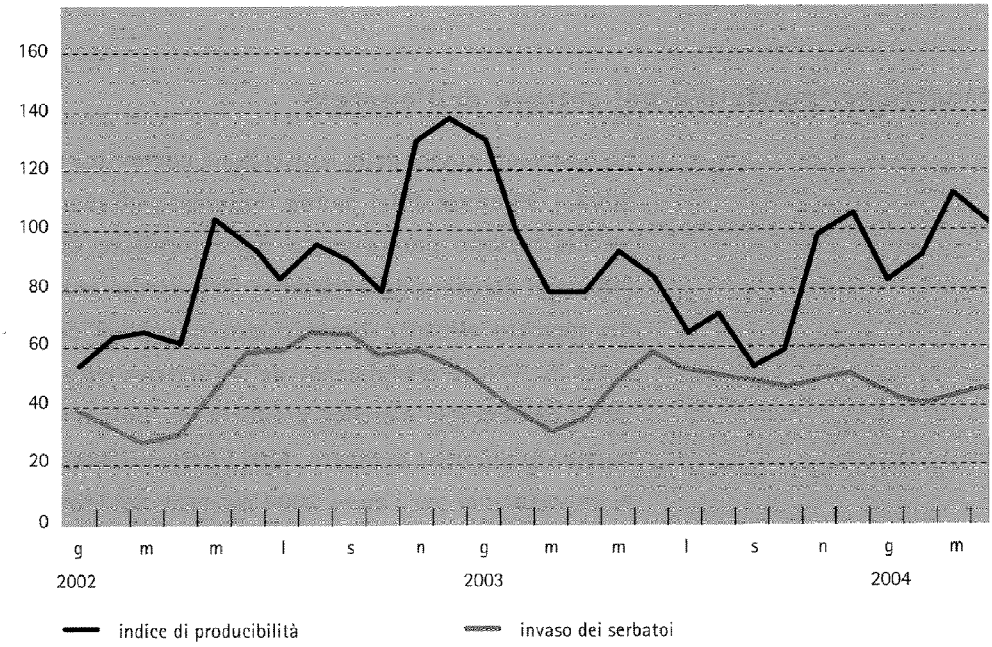
In mancanza di investimenti in esplorazione e sviluppo negli anni passati, è inevitabile un ulteriore calo della produzione nazionale di gas naturale che sommato all'aumento dei consumi nella generazione elettrica e alla diminuzione degli stoccaggi nel 2003 determina un forte incremento delle importazioni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

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

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

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

Valori percentuali



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

Mtep se non altrimenti indicato

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

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

INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Modifiche legislative nel settore dell'energia

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