petenza, viene fatturato mensilmente a ciascuna impresa distributrice sulla base dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
Tenuto conto del procrastinarsi della funzione vicaria svolta da Enel, l'Autorità ha previsto con la delibera n. 5/04 misure transitorie in materia di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici. In particolare la delibera n. 5/04 ha stabilito che, fino all'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, le imprese distributrici continuino ad acquistare da Enel l'energia elettrica destinata al mercato vincolato che non sono in grado di produrre con i propri impianti a un prezzo di cessione fissato in via amministrativa.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Andamento degli indici di prezzo al consumo Istat

Dopo i cali registrati all'inizio dell'anno, nel maggio del 2002 il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è tornato a crescere come conseguenza di un peggioramento dello scenario internazionale sul mercato del petrolio e dei greggi. Il livello raggiunto a luglio è poi rimasto invariato sino alla fine dell'anno, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge del 4 settembre 2002, n. 193 (convertito dalla legge del 28 ottobre 2002, n. 238).
All'inizio del 2003 l'indice di prezzo[3] è tornato sui livelli di due anni prima toccando il massimo nel secondo trimestre dell'anno: il rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili negli ultimi mesi del 2002 e nel primo trimestre del 2003 è responsabile in larga misura di questo andamento. Ad aprile, la crescita dell'indice ha raggiunto il 5,7 per cento sull'anno precedente per poi rallentare nei mesi successivi fino ad annullarsi nel corso dell'ultimo trimestre del 2003. In ragione d'anno l'aumento è stato del 2,8 per cento, leggermente superiore al tasso di inflazione: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato di un modesto 0,3 per cento che si confronta con il forte calo dell'anno precedente (-3,9 per cento).

3 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione".

TAV. 4.27 **INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2002				2003			
	PREZZO NOMINALE	VAR % 2002-2001	PREZZO REALE(A)	VAR % 2002-2001	PREZZO NOMINALE	VAR % 2003-2002	PREZZO REALE(A)	VAR % 2003-2002
Gennaio	98,1	-4,9	83,6	-7,1	103,3	5,3	85,7	2,4
Febbraio	98,1	-4,9	83,2	-7,3	103,3	5,3	85,5	2,8
Marzo	98,0	-5,2	83,1	-7,5	103,3	5,4	85,2	2,6
Aprile	98,0	-5,2	82,8	-7,5	103,6	5,7	85,3	3,1
Maggio	99,0	-1,3	83,4	-3,6	103,6	4,6	85,1	2,1
Giugno	99,0	-1,3	83,4	-3,4	103,6	4,6	85,1	2,0
Luglio	101,3	0,8	85,2	-1,5	102,6	1,3	84,1	-1,3
Agosto	101,3	0,8	85,1	-1,7	102,6	1,3	83,9	-1,4
Settembre	101,3	0,8	84,9	-1,7	102,6	1,3	83,8	-1,4
Ottobre	101,3	0,8	84,7	-1,8	101,2	-0,1	82,5	-2,5
Novembre	101,3	0,9	84,4	-1,9	101,2	-0,1	82,3	-2,5
Dicembre	101,3	0,9	84,3	-1,9	101,2	-0,1	82,3	-2,5
Media annua	**99,8**	**-1,5**	**84,0**	**-3,9**	**102,7**	**2,8**	**84,2**	**0,3**

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

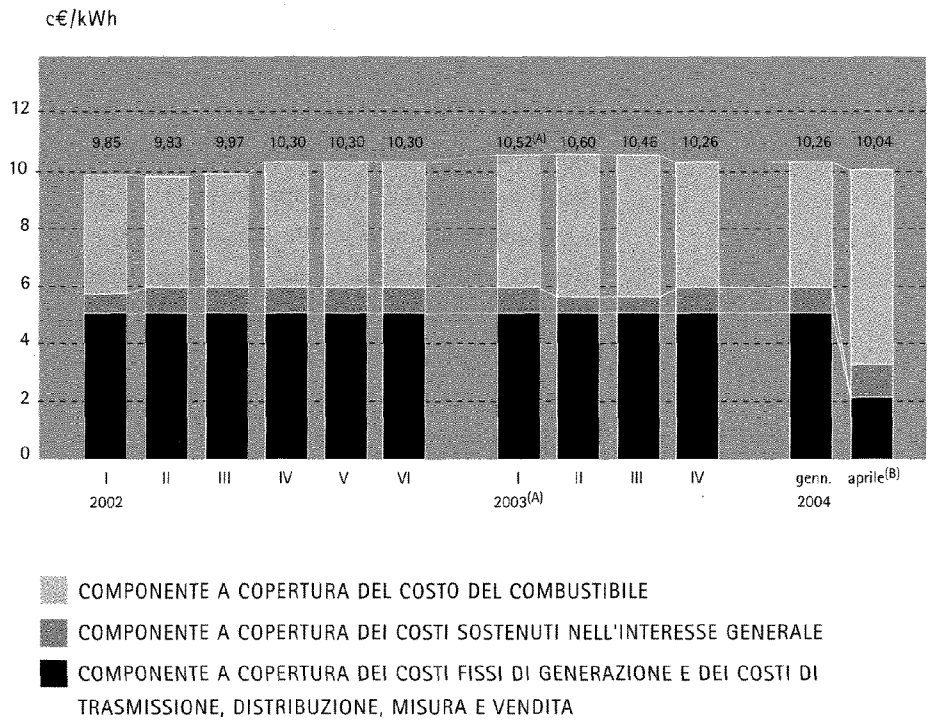
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

Analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Alla forte crescita registrata nel bimestre luglio-agosto 2002 rispetto al bimestre maggio-giugno dello stesso anno (3,3 per cento) ha fatto seguito un periodo di stabilità determinato dal blocco tariffario deciso dal Governo. All'inizio del 2003 la tariffa è aumentata di oltre due punti percentuali rispetto al livello raggiunto nel secondo semestre 2002: l'aumento potenziale è stato in parte smussato dal nuovo sistema di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002, che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale, il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi sei mesi anziché degli ultimi quattro mesi, nonché l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2 al 3 per cento. A partire dal secondo trimestre 2003 la tariffa ha ripreso a scendere portandosi a fine anno sui livelli di fine 2002.

Per il mese di gennaio 2004, in vista della imminente pubblicazione del Testo in-

FIG. 4.7 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE NEGLI ULTIMI DUE ANNI**



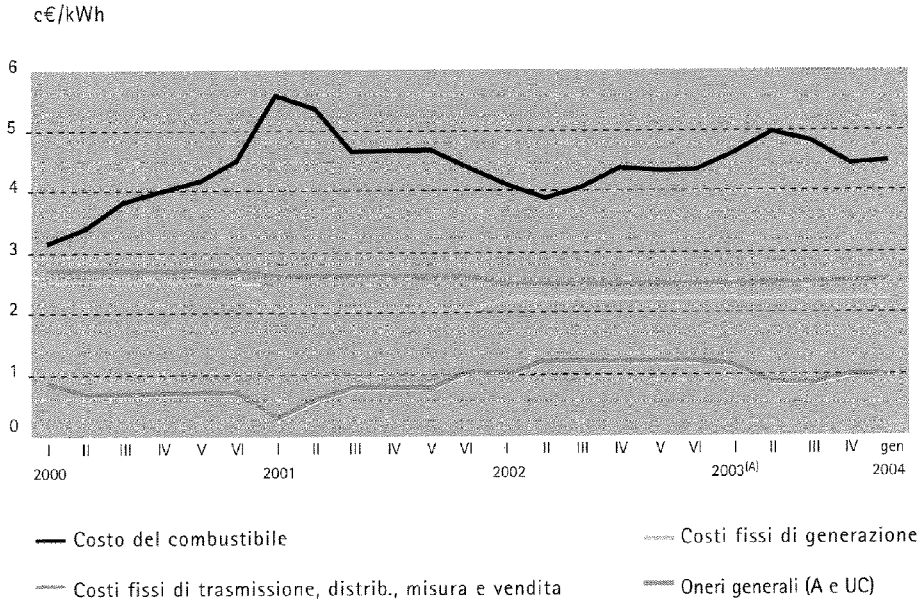
(A) Dal 1° trimestre 2003 il costo del combustibile include la componente a copertura degli oneri per i certificati verdi.
(B) Con l'avvio della borsa elettrica i costi fissi di generazione sono inclusi nel costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico e non sono pertanto scindibili dal costo del combustibile.

tegrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, l'Autorità ha confermato la tariffa in vigore nell'ultimo trimestre 2003. Per il bimestre febbraio-marzo è stato previsto un regime transitorio per la definizione della componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, in vista della partenza della borsa elettrica. A regime, il nuovo Testo integrato prevede, infatti, la sostituzione sia della componente a copertura del costo del combustibile, indicizzata ai prezzi internazionali dei combustibili, sia della componente a copertura dei costi fissi di generazione, stabilita annualmente dall'Autorità in via amministrativa, con una stima della media del prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico ai distributori, a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia e di funzionamento dell'Acquirente Unico stesso. Questa stima, *flat* o articolata per fascia oraria, terrà conto dei prezzi di tutti i contratti di acquisto dell'energia elettrica stipulati dall'Acquirente Unico (borsa, bilaterali, per differenze, impor-

tazioni e CIP6) nonché degli oneri di dispacciamento sostenuti dallo stesso.

Con l'inizio del nuovo periodo regolatorio, inoltre, la struttura della tariffa elettrica è cambiata in relazione alla necessità di dare separata evidenza ai singoli servizi di pubblica utilità che sono oggetto di regolazione tariffaria. In particolare è stata introdotta la separazione dei corrispettivi a copertura dei costi per il servizio di misura e a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato; nel precedente periodo regolatorio questi elementi erano inclusi nelle opzioni tariffarie del trasporto. Il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN, in precedenza coperto nell'ambito del corrispettivo per il servizio del trasporto, è diventato una specifica componente tariffaria per i clienti del mercato libero (delibera n. 48/04), mentre i clienti del mercato vincolato pagano questo servizio nell'ambito della tariffa di vendita. A partire dal secondo trimestre del 2004 sono state introdotte due nuove componenti tariffarie finalizzate a remunerare il servizio di interrompibilità e a incentivare la disponibilità degli impianti elettrici nei periodi di maggior domanda, come disposto dal Ministero delle attività produttive e dal decreto legislativo n. 379/03 in tema di sicurezza degli approvvigionamenti. Una terza componente è stata prevista a copertura degli oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001.

FIG. 4.8 **ANDAMENTO DELLE COMPONENTI DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE**



(A) Dal 1° trimestre 2003 il costo del combustibile include la componente a copertura degli oneri per i certificati verdi.

Con l'avvio della borsa elettrica e con l'entrata in vigore del nuovo periodo regolatorio si è reso necessario sostituire la tradizionale analisi della dinamica delle componenti principali della tariffa media, basata sulla distinzione tra costi variabili e costi fissi secondo una logica di tipo economico, con un'altra che riflette la recente evoluzione del settore elettrico verso strutture disaggregate, caratterizzate dalla presenza di una pluralità di soggetti specializzati nello svolgimento di attività precedentemente svolte dalle imprese integrate. In tal modo è possibile distinguere tra componenti tariffarie relative ad attività che presentano caratteristiche di monopolio tecnico (trasmissione e distribuzione), determinate pertanto in via amministrativa o soggette a vincoli regolatori, e prezzi stabiliti attraverso meccanismi di mercato per le attività che già presentano un assetto concorrenziale (generazione).

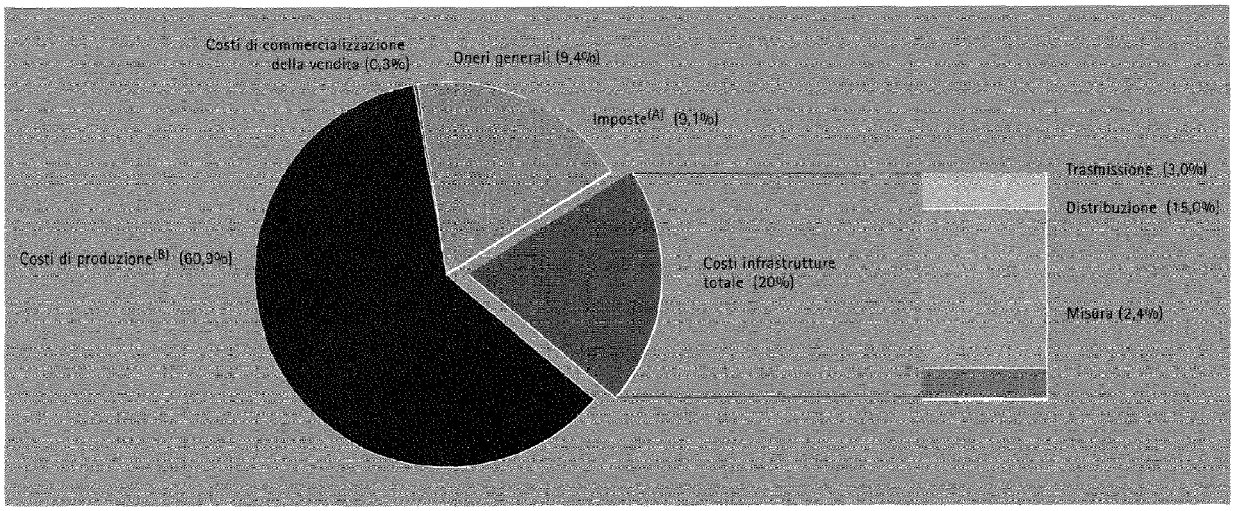
Ad aprile la tariffa media nazionale risultava pari a 10,04 c€/kWh al netto delle imposte, in calo del 2,1 per cento rispetto al valore di gennaio 2004.

TAV. 4.28 **STRUTTURA DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI NEL SECONDO PERIODO REGOLATORIO**

ATTIVITÀ	CLIENTE FINALE MERCATO VINCOLATO		CLIENTE FINALE
	CLIENTE NON DOMESTICO	CLIENTE DOMESTICO	MERCATO LIBERO
Produzione	Tariffa amministrata, componente specifica della tariffa di vendita, pari al costo medio di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente Unico che si approvvigiona: in borsa, con contratti bilaterali e con contratti differenziali	Tariffa amministrata[A] inclusa nella componente relativa ai costi di approvvigionamento dell'energia elettrica	Prezzi di mercato: contratti bilaterali e borsa
Dispacciamento	Tariffa amministrata, componente specifica della tariffa di vendita, pari al corrispettivo di dispacciamento dell'Acquirente Unico	Tariffa amministrata[A] inclusa nella componente relativa ai costi di approvvigionamento dell'energia elettrica	Corrispettivi di dispacciamento
Trasmissione	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Tariffa amministrata, componente specifica
Distribuzione	Opzioni tariffarie base e speciali	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Opzioni tariffarie base e speciali
Misura	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Tariffa amministrata, componente specifica
Vendita (servizi di commercializzazione)	Tariffa amministrata, componente specifica	Tariffa amministrata[A] non evidenziata come componente specifica	Meccanismi di mercato

(A) Ciascun esercente può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe D1, D2 e D3 definite dall'Autorità, previa approvazione da parte della stessa Autorità.

FIG. 4.9 **COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E PER IL SERVIZIO DI VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO ALL'1 APRILE 2004**



(A) Le imposte sono calcolate proforma pari al 10 per cento della tariffa media.
(B) *I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione*, il costo del dispacciamento, gli oneri per i certificati verdi, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, oltre che gli oneri per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture per il mercato vincolato nel 2001.

Costi di produzione

La componente relativa al costo del combustibile, che riflette l'andamento delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata, nella prima parte del 2002 ha proseguito la fase di discesa che ha caratterizzato tutto il 2001. Dopo l'inversione di tendenza registrata nel luglio 2002 e il successivo periodo di stabilità determinato dal blocco tariffario, il costo del combustibile ha ripreso a crescere nel corso del 2003: l'incidenza, al netto delle imposte, di questa componente sulla tariffa media ha raggiunto un massimo, pari al 47 per cento, nel secondo trimestre del 2003, che si confronta con il 40 per cento del periodo maggio-giugno 2002, per poi stabilizzarsi sul 44 per cento nell'ultimo trimestre del 2003.

La componente a copertura dei costi fissi di generazione è rimasta sostanzialmente stabile nel biennio 2002-2003. La sua incidenza sulla tariffa media al netto delle imposte è scesa dal 23 per cento del primo bimestre 2002 al 22,1 per cento del gennaio 2004.

Dall'1 aprile 2004 la tariffa media per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato include tre nuove componenti per la copertura delle seguenti voci di costo:

- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,09 c€/kWh; si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché

rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;

- remunerazione dei contratti interrompibili, pari a 0,16 c€/kWh;
- oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001, pari a 0,01 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione, corrispondenti a 6,72 c€/kWh nell'aggregato che comprende anche gli oneri per i certificati verdi, oltre alle tre voci di costo appena ricordate, rappresentano il 66,9 per cento della tariffa totale al netto delle imposte; l'incidenza del relativo aggregato era pari al 64,5 per cento all'inizio del 2002.

Costi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita

La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita) incideva per il 25,3 per cento della tariffa totale al netto delle imposte nel primo bimestre 2002. Nel secondo trimestre 2004 l'aggregato corrispondente è pari a 2,28 c€/kWh e rappresenta il 22,7 per cento della tariffa. La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh.

Oneri generali di sistema e altre componenti tariffarie

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse le componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2002, sono diminuite nel primo e soprattutto nel secondo trimestre 2003 in seguito alla riduzione dell'onere tariffario per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate. Nel secondo trimestre 2004 tali costi ammontano in media a 1,04 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,4 per cento. Gli oneri generali di sistema, che sono determinati in base a provvedimenti governativi, consentono la copertura di diverse voci di costo, in particolare:

- oneri derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, pari a 0,61 c€/kWh; si tratta della componente più onerosa nell'ambito degli oneri di sistema, che serve a compensare la differenza tra il prezzo di ritiro dell'energia CIP6 da parte del GRTN e i ricavi della vendita della stessa al mercato vincolato e a quello libero tramite asta (componente A3);
- costi incagliati o *stranded cost*, pari a 0,14 c€/kWh; si tratta dei rimborsi per gli investimenti effettuati e gli impegni assunti dall'impresa già monopolista e dalle altre imprese produttrici-distributrici prima dell'avvento della

liberalizzazione, che il mercato concorrenziale può non consentire di ammortizzare o onorare (componente A6);

- costi connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari pari a 0,06 c€/kWh (componente A2);
- oneri destinati a coprire attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 c€/kWh (componente A5);
- oneri derivanti dalla perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, attualmente pari a zero; si tratta di assicurare agli esercenti il rimborso del minore introito che gli stessi subiscono a causa delle agevolazioni stabilite per legge a favore di taluni soggetti, per esempio: FF.SS. comuni rivieraschi ecc. (componente A4).

Le altre componenti tariffarie sono relative alle seguenti voci di costo:

- perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (componente UC_1 della tariffa di vendita attualmente pari a zero);
- perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione (componente UC_3 della tariffa di distribuzione pari 0,03 c€/kWh);
- integrazioni tariffarie e reti isolate (componente UC_4 della tariffa di vendita pari 0,03 c€/kWh);
- squilibri tra perdite effettive e standard (componente UC_5 della tariffa di vendita pari a 0,06 c€/kWh; i clienti del mercato libero pagano questa componente unitamente al corrispettivo per il servizio di dispacciamento);
- qualità (componente UC_6 della tariffa di distribuzione pari a 0,08 c€/kWh).

ONERI DI SISTEMA

Attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico

Il nuovo Testo integrato relativo al periodo regolatorio 2004-2007 disciplina l'attività di gestione dei conti amministrati svolta dalla CCSE con particolare riferimento ai meccanismi di perequazione e integrazione, alla fissazione delle diverse componenti tariffarie (oneri di sistema e altre componenti tariffarie) e alle modalità di esazione e gestione del gettito e dei conti di gestione.
I conti attualmente gestiti dalla CCSE, relativamente al settore elettrico, sono i seguenti:

- Conto per il funzionamento delle attività nucleari residue alimentato dal gettito della componente tariffaria A2;
- Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dal

gettito della componente tariffaria A3;

- Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali alimentato dal gettito della componente tariffaria A4;
- Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca alimentato dal gettito della componente tariffaria A5;
- Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione alimentato dal gettito della componente A6;
- Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato alimentato dalla componente tariffaria UC1;
- Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione alimentato dalla componente tariffaria UC3 applicata sull'energia fatturata all'utenza del mercato vincolato;
- Conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori alimentato dal gettito della componente UC4 e, in prospettiva, dalla componente A8;
- Conto oneri per recuperi di continuità del servizio alimentato dalla componente tariffaria UC6;
- Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia;
- Conto oneri certificati verdi alimentato dal gettito della componente tariffaria VE;
- Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica alimentato dal gettito della componente UC5;
- Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006 (costituito con delibera 29 aprile 2004, n. 63).

Alcuni di questi conti perseguono finalità tipicamente perequative mentre altri assicurano la copertura dei cosiddetti oneri generali del sistema elettrico, ovvero di quei costi che devono inevitabilmente, in quanto finalizzati al finanziamento di attività di interesse generale, ricadere sulla collettività dei clienti, sia del mercato libero, sia del mercato vincolato.

In aggiunta alle tradizionali funzioni di carattere contabile-amministrativo, il nuovo Testo integrato ha disposto che la CCSE, ai fini delle determinazioni di sua competenza, possa procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti, sancendo così il conferimento di un potere di accertamento nei confronti dei soggetti amministrati.

Nel mese di febbraio 2004 è entrata in esercizio la sezione pubblica del sito Internet della CCSE. Tramite questa i visitatori del sito possono comunicare con

la CCSE, ricevere informazioni, reperire circolari e comunicati stampa, consultare la normativa di riferimento. Tramite la sezione privata del sito le imprese amministrate potranno inoltre interagire con la CCSE.
Nel corso dell'esercizio 2004 è prevista anche l'attivazione della gestione informatizzata dei flussi finanziari amministrati, come risultanti dal programma di contabilità, con contestuale possibilità di effettuare previsioni sulla disponibilità futura dei conti, al fine di garantire una gestione ottimale degli stessi.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari e alla chiusura del ciclo del combustibile svolte dalla Società gestione impianti nucleari S.p.A. (SOGIN), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.
Con la delibera 23 aprile 2002, n. 71, sono stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.
L'aliquota media ad essi relativa è stata incrementata da 0,05 a 0,06 cent€/kWh a decorrere dal secondo trimestre 2003 (delibera 24 marzo 2003, n. 23) al fine di assicurare un gettito adeguato alla copertura dei costi riconosciuti dalla delibera n. 71/02.
Nel corso del 2003 l'Autorità ha espletato il monitoraggio delle attività della SOGIN con l'analisi del documento *Aggiornamento e stato delle attività a settembre 2003*, presentato dalla SOGIN nel settembre 2003, con il controllo del bilancio relativo all'anno 2003 e con l'organizzazione di incontri tecnici. L'aggiornamento per il prossimo triennio degli oneri nucleari sarà deliberato sulla base dei programmi pluriennali di attività che la SOGIN presenterà all'Autorità entro il 30 settembre 2004 per il riconoscimento dei costi previsti per il periodo 2005-2007.
Nel corso del 2003 sono intervenute alcune importanti modifiche del quadro normativo di riferimento.
In particolare, con l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3267 del 7 marzo 2003 il presidente della SOGIN è stato nominato Commissario delegato per la messa in sicurezza dei materiali nucleari. La stessa ordinanza ha anche disposto la liquidazione del consorzio Smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare (SICN) e il conseguente conferimento delle attività del consorzio alla SOGIN. Detta liquidazione è avvenuta l'1 luglio 2003.
La legge 24 dicembre 2003, n. 368, ha introdotto nuove disposizioni ai fini della localizzazione e della realizzazione del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi, innovando il quadro normativo preesistente per ciò che riguarda la tipologia dei rifiuti radioattivi ammessi, i soggetti responsabili della localizzazione e

della realizzazione e le modalità di finanziamento della costruzione.
Inoltre la legge sopra citata prevede l'introduzione di misure di compensazione territoriale, la cui copertura finanziaria è prevista tramite "un'aliquota della componente della tariffa elettrica, pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kWh consumato" a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, dalla data di entrata in esercizio del deposito nazionale, proporzionalmente all'allocazione dei rifiuti radioattivi, in favore del Comune nel cui territorio è ubicato il deposito, dei Comuni confinanti, della Provincia e della Regione.
Con delibera n. 46/04, l'Autorità ha deciso di rinviare al momento in cui saranno definite le modalità di assegnazione del contributo previsto dalla legge n. 368/03, l'istituzione di una specifica componente della tariffa elettrica e di prevedere che l'ammontare complessivo annuo del contributo sia pertanto posto transitoriamente a carico del Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, che presenta la necessaria capienza.

Stranded cost

La legge 17 aprile 2003, n. 83, *Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico*, ha convertito con modificazioni il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25. Si rimanda alla lettura della *Relazione Annuale* del 2003 per quanto concerne la descrizione delle disposizioni e degli interventi previsti dalla legge. Si riprende invece sinteticamente di seguito la descrizione della *ratio* del meccanismo di compensazione della rendita idroelettrica e delle disposizioni della legge n. 83/03 relative alla medesima.
La liberalizzazione, se da un lato può produrre extra costi per gli impianti dell'ex monopolista, può anche generare extra profitti, come nel caso della rendita idroelettrica. Nel contesto monopolistico infatti il riconoscimento in tariffa è determinato dai costi di ciascuna fonte, mentre in un contesto di mercato i costi originari non sono più distinguibili e i prezzi tendono a livellarsi sui costi della fonte più onerosa. La rendita è quindi il maggior valore acquisito dalla produzione idroelettrica e geotermoelettrica rispetto alla produzione termoelettrica, e la sua estrazione permette di ridurre l'aggravio per i consumatori determinato dall'emergere di eventuali costi non recuperabili (CNR). Questa maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborsi tariffari non poggianti su maggiori costi. Sulla base di tali considerazioni il decreto 26 gennaio 2000 ha previsto che fosse recuperata, al fine di compensare anche solo parzialmente gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, per un periodo di sette anni a

partire dall'1 gennaio 2000 e con le modalità specificate all'art. 5 del medesimo decreto, esclusivamente la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

La legge n. 83/03 ha stabilito la soppressione, dall' 1 gennaio 2002, quindi con cinque anni di anticipo rispetto alla scadenza prevista dal decreto 26 gennaio 2000, del prelievo sull'energia idroelettrica. Tale disposizione ha reso necessario prevedere di rimborsare ai soggetti interessati gli importi versati alla CCSE nel periodo successivo all'1 gennaio 2002.

Il Ministro delle attività produttive ha emanato, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, previo parere favorevole dell'Autorità, il decreto 10 settembre 2003, sulla restituzione della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003. L'ammontare da rimborsare alle imprese aventi diritto è pari a circa 508 milioni di euro ed è ripartito tra le medesime secondo quanto riportato nella tavola 4.29.

TAV. 4.29 **RIMBORSO DELLA RENDITA IDROELETTRICA PER IL PERIODO 2002-2003**

SOCIETÀ	IMPORTO IN EURO
Acea	1 249 335,97
Acea Electrabel Produzione	268 651,11
A.E. Bolzano	9 638 624,58
Edipower	9 850 662,32
Endesa Italia	21 078 601,11
Enel Produzione	315 095 633,41
Eurogen	31 379 010,99
Enel Green Power	60 313 373,64
Interpower	2 877 432,87
Aem Trading	33 556 680,53
A.C.S.M. Primiero	349 590,52
Trentino Servizi	521 599,11
Tirreno Power	241 783,87
Aem Torino	19 170 517,86
Agsm Verona	2 872 467,94
Totale	**508 463 965,83**

Ricerca di sistema

Durante il 2003 sono stati portati a termine dal Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI) i progetti di ricerca avviati nel corso del primo triennio di attività, 2000-2002. Pertanto, l'Autorità ha disposto, con la delibera 23 dicembre 2003, n. 159, l'erogazione del conguaglio finale al CESI per l'attività svolta negli anni 2000-2003 e relativa ai progetti ammessi al finanziamento nel primo triennio della ricerca di sistema. La delibera 24 luglio 2003, n. 85, oltre a prevedere l'erogazione di un acconto pari all'80 per cento del finanziamento complessivo, ha modificato la delibera 11 luglio 2001, n. 158, prevedendo che le verifiche sull'ammissibilità di un progetto al finanziamento del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'articolo 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) siano svolte dall'Autorità sulla base di istruttorie curate attraverso l'avvalimento di esperti nominati e coordinati dalla CCSE. Con la delibera del 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso a finanziamento a carico del suddetto Fondo i progetti di ricerca presentati dal CESI per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116 092 euro.

Il decreto ministeriale 28 febbraio 2003 ha disposto la costituzione del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) demandando allo stesso tutte le attività operative inerenti il sistema di finanziamento dei progetti di ricerca in campo elettrico, in modo da garantire trasparenza ed equità della fase di selezione delle proposte di ricerca e la coerenza di tali proposte con le finalità dell'attività di ricerca.

PAGINA BIANCA

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

Completa apertura ma poca concorrenza

Il 2003 ha segnato una tappa importante nel processo di liberalizzazione del settore del gas naturale, grazie alla completa apertura del mercato dal lato della domanda.

Tuttavia proprio il superamento formale dei vincoli relativi alla scelta del fornitore ha evidenziato i limiti del processo di liberalizzazione in atto rispetto all'obiettivo dell'introduzione della concorrenza nel mercato della vendita all'ingrosso e al dettaglio di gas naturale. Trascorso ormai più di un anno dalla fatidica data del gennaio 2003 non si è assistito ad alcun rilevante spostamento di clienti civili da un fornitore all'altro e conseguentemente i clienti stessi non hanno potuto beneficiare di alcuna significativa riduzione dei prezzi del gas naturale.

La sostanziale assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha fatto sì che nemmeno la riduzione dei costi infrastrutturali nel trasporto e nello stoccaggio di gas naturale, dovuta ai provvedimenti tariffari dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sia stata trasferita ai clienti finali. Di tale riduzione hanno beneficiato sinora esclusivamente i clienti del mercato all'ingrosso, cioè le imprese locali di vendita del gas al dettaglio.

Nel caso delle vendite ai clienti industriali le riduzioni di prezzo osservate dall'Autorità sono invece praticamente riconducibili alla citata diminuzione dei costi infrastrutturali nei segmenti regolati della filiera del gas. Infatti, nell'ambito della sua attività di sorveglianza dei prezzi sul mercato all'ingrosso, l'Autorità ha potuto verificare che in seguito alla completa liberalizzazione della vendita e con la fine del meccanismo di "sventagliamento", discusso più avanti, i venditori all'ingrosso hanno concesso sconti alle imprese locali di vendita al dettaglio. È andata così ampliandosi la differenza fra prezzi all'ingrosso e prezzi al dettaglio che ha determinato la crescita dei margini di profitto delle aziende locali.

Processo di concentrazione nei servizi pubblici locali

L'incremento dei margini nel comparto energetico è uno dei fattori che contribuisce a spiegare il processo di aggregazione in atto nei servizi pubblici locali. Anche nel corso del 2003 è infatti continuato il processo di concentrazione fra *utility* locali. Nel caso dei servizi di distribuzione e vendita del gas esso non può essere esclusivamente motivato con lo sfruttamento delle economie di scala – che in base a ricerche recenti sembrano esaurirsi velocemente al crescere degli utenti – ma anche in funzione della strategia imprenditoriale di crescita delle imprese più dinamiche.

Tale processo va salutato con favore poiché riduce la frammentazione nel settore della distribuzione e della vendita del gas al dettaglio e contribuisce a creare soggetti in grado di competere anche nei mercati internazionali. Tuttavia la conten-

dibilità delle imprese sul mercato della proprietà (il cosiddetto *market for corporate control*) non è destinata a comportare alcun beneficio agli utenti; essa trae anzi alimento dalla crescita dei margini in una situazione di persistente assenza di concorrenza che consente di non trasferire a valle i benefici di efficienza che la regolazione ha indotto a monte della filiera del gas.

Regolamentazione transitoria della tariffa di vendita

Nell'ambito di un contesto di questo tipo l'Autorità, in forza del suo dovere di tutela dei consumatori e degli utenti e dei poteri che ne conseguono, è intervenuta con provvedimenti di carattere transitorio, finalizzati a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate dall'Autorità stessa, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso. Riconoscendo infatti che la maggior parte dei clienti finali pur essendo formalmente idonei non ha avuto occasione di esercitare alcuna opzione di cambiamento del fornitore, data la sostanziale continuità rispetto alla struttura di mercato preesistente, non è venuta meno l'esigenza di controllare il potere di mercato dei monopoli locali di vendita del gas.

La regolamentazione della tariffa di vendita finale costituisce un'operazione piuttosto difficoltosa nella situazione attuale del mercato nazionale del gas naturale. Un approccio regolatorio "puro", teso unicamente a eliminare le rendite di monopolio per definire una tariffa *cost reflective*, richiederebbe di stimare tutte le componenti di costo efficiente che originano nella filiera del gas per poi sommarle a un congruo margine di vendita. Tuttavia un simile approccio potrebbe escludere dal mercato i nuovi entranti che sono costretti ad approvvigionarsi a condizioni più onerose rispetto all'impresa dominante o che addirittura dipendono per l'approvvigionamento di materia prima dalla stessa impresa dominante tramite le cosiddette "vendite innovative".

"Vendite innovative" di Eni

È opportuno ricordare, infatti, che la società Eni S.p.A. ha ottemperato all'obbligo di rispetto dei tetti *antitrust* nell'importazione di gas, cedendo all'estero parte dei suoi contratti di importazione congiuntamente al diritto di accesso sui metanodotti internazionali, rispetto ai quali può ancora esercitare un controllo in funzione dei suoi diritti di utilizzo. Queste "vendite innovative" scontano l'esistenza di un ulteriore margine di intermediazione a favore di Eni tale da ridurre i margini dei suoi clienti-concorrenti, cioè delle imprese che Eni rifornisce per soddisfare le soglie *antitrust*. Dunque una politica di regolamentazione delle tariffe unicamente fondata su obiettivi di conseguimento dell'efficienza allocativa nel breve termine avrebbe comportato la necessità di fissare un prezzo regolamenta-