

ad altrettanti Comuni e 6 a isole. La procedura di rilascio non è tuttavia ancora stata completata per diverse imprese di distribuzione, tra le quali Enel Distribuzione.

Parallelamente al rilascio delle concessioni sono continue le cessioni da parte di Enel Distribuzione di porzioni di rete: esse hanno tra l'altro riguardato Milano, Verona, Vercelli e Gorizia. La tavola 4.18 elenca le cessioni di porzioni

TAV. 4.18 CESSONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'1 MARZO 2003

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	1	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M Tolentino	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
A.S.S.E.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02
A.T.En.A.	Vercelli	1	20/12/02	01/01/03
ACEGAS	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA Distribuzione	Roma	2	27/06/02	01/07/01
AEM Cremona	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Milano	Milano	2	29/10/02	31/10/02
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AGSM Verona	Verona	2	29/11/02	01/12/02
AMET	Trani (BA)	1	31/01/03	01/02/03
AMG	Gorizia	1	28/02/03	01/03/03
AMI Imola	Imola (BO)	4	28/06/02	01/07/02
AMIAS Selvino	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS Parma	Parma	1	27/12/00	31/12/00
AMSP Seregno	Seregno	1	29/03/01	31/03/01
ASM Sondrio	Sondrio	1	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

di rete di Enel Distribuzione concluse, all'1 marzo 2003, per un totale di oltre 1,5 milioni di clienti.

In altri ambiti comunali, tra i quali Terni, Modena e Vicenza, sono state avviate le procedure di arbitraggio finalizzate alla cessione della porzione di rete di Enel Distribuzione. In alcuni casi, come emerge dalla tavola 4.19, esse hanno

TAV. 4.19 IMPRESE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO PER L'ACQUISIZIONE DI PORZIONI DI RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	DATA SOTTOSCRIZIONE ACCORDO
A.M.E.A. Paliano	Paliano (FR)	1	24/09/02
AEC Salbertrand	Salbertrand (TO)	1	08/05/01
AIM Vicenza	Vicenza	1	14/01/03
AMAIE	Sanremo (IM)	1	n.s.
ASM Terni	Terni	1	n.s.
ASPEA	Osimo (AN)	1	n.s.
AST	Recanati (MC)	1	n.s.
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	n.s.
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	10/12/02
Meta	Modena	1	n.s.

n.s.: nessun accordo sottoscritto

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

TAV. 4.20 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (Roma)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	24/07/00	25/07/00
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	28/02/02	28/02/02
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	21/12/01	01/03/02
AEM Montecompatri	Montecompatri (Roma)	1	02/05/02	01/05/02
AEM Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	26/07/02	01/08/02
Ditta Compassi Gelindo	Dogna (UD)	1	21/06/02	01/10/02
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (Pescara)	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

già condotto alla sottoscrizione di un accordo preliminare alla stipula del contratto definitivo di cessione.

La stessa Enel Distribuzione, in altri ambiti comunali, ha invece acquisito porzioni di rete di distribuzione o ha rilevato completamente l'attività. Le tavole 4.20 e 4.21 riassumono gli accordi già sottoscritti, che riguardano poco meno di 15 000 clienti.

TAV. 4.21 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PORZIONI DI RETE A ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	3	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M. Tolentino	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
A.S.S.E.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/03
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AMI Imola	Imola (BO)	10	28/06/02	01/07/02
ASM Sondrio	Sondrio	2	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	3	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	4	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Approvazione delle opzioni tariffarie

Con l'aggiornamento dei parametri tariffari relativi al servizio di trasporto avvenuto con la delibera n. 152/02, l'Autorità ha rideterminato i vincoli tariffari (V1 e V2) nell'ambito dei quali i distributori hanno potuto predisporre e proporre, per l'approvazione, le proprie opzioni tariffarie per l'anno 2003.

Ai fini della proposta delle opzioni tariffarie 2003, l'Autorità ha reso disponibile ai distributori un sistema telematico mediante il quale registrare e inoltrare elettronicamente le offerte. Con riferimento al servizio di trasporto dell'energia elettrica, i distributori hanno presentato all'Autorità, entro il 31 ottobre 2002, le proposte relative alle opzioni tariffarie base e speciali per l'anno 2003, delle quali l'Autorità ha poi verificato la compatibilità con le disposizioni del Testo integrato. Con delibera del 19 dicembre 2002, n. 211, l'Autorità ha quindi provveduto ad approvarle tutte, introducendo anche un regime tariffario integrativo destinato a sopperire alla mancata proposta per il 2003 da parte di 7 esercenti.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato 886 opzioni tariffarie base presentate da 172 distributori e 99 opzioni tariffarie speciali proposte da 32 distributori. Tutte le opzioni sia base sia speciali sono risultate conformi alle disposizioni del Testo integrato, e sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità, come previsto dallo stesso.

La procedura di proposta e approvazione delle opzioni tariffarie risulta essersi ormai consolidata nel sistema tariffario italiano: il numero di distributori che non ha aderito è infatti passato dai 21 del 2000 (opzioni 2001) a soli 7 esistenti del 2002 (opzioni 2003). Allo stesso tempo le opzioni proposte nel 2002 per l'anno 2003 sono risultate tutte conformi alle disposizioni vigenti, diversamente da quanto verificatosi nel 2000 e nel 2001.

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Nel corso del 2002 e nei primi mesi del 2003, riguardo alla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato, l'Autorità si è dedicata da un lato al consueto aggiornamento dei parametri tariffari, dall'altro all'integrazione delle novità legislative circa le modalità di recepimento dei costi dei combustibili nella parte variabile della tariffa e all'inclusione di una nuova componente a copertura degli oneri di acquisto dei certificati verdi. Infine, per portare a compimento la riforma tariffaria e contemporaneamente garantire l'accesso al servizio ai consumatori domestici economicamente disagiati, nel febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione per l'introduzione di una tariffa sociale.

Determinazione del prezzo all'ingrosso per il mercato vincolato

A partire dall'1 gennaio 2003, e a valere sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, l'Autorità ha definito, con delibera 12 dicembre 2002, n. 203, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2003.

Tale intervento si è reso necessario, in linea con quanto adottato negli anni 2000-2002, poiché il contesto normativo e di mercato richiede ancora una regolazione diretta dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, al fine di creare un assetto che, prevenendo l'esercizio di potere di mercato da parte dell'operatore in posizione dominante nell'attività di produzione, consenta il formarsi di prezzi efficienti. La regolazione diretta permette all'impresa produttrice distributrice la copertura dei propri costi riconosciuti, stante il quadro normativo vigente. Infine, detta regolazione è stata concepita per il funzionamento del sistema in assenza dell'operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. quale garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato.

La metodologia utilizzata per la determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per il 2003 è equivalente a quella adottata nel 2002. La componente a copertura dei costi fissi di produzione è determinata rapportando il livello dei costi riconosciuti a un livello di produzione di riferimento relativo agli impianti termoelettrici, in modo sia da rendere compatibili i prezzi con un mercato dell'energia elettrica all'ingrosso efficiente, sia da garantire l'equilibrio economico finanziario delle imprese sulla base dei costi di produzione riconosciuti agli impianti termoelettrici e a livelli di produzione di riferimento.

Per l'anno 2003 tale componente, in ciascuna fascia oraria, risulta sostanzialmente allineata ai valori dell'anno 2002, collocandosi però sotto quelli relativi all'anno 2000.

I nuovi criteri di definizione del Ct

In seguito alla conversione in legge del decreto 4 settembre 2002, n. 193 (legge 28 ottobre 2002, n. 238) e all'approvazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, recante criteri integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas da parte dell'Autorità, la medesima Autorità, con delibera n. 194/02, ha provveduto a definire nuove modalità per l'aggiornamento della componente della tariffa elettrica a copertura dei costi variabili di generazione. Con tale provvedimento l'Autorità ha inteso applicare quanto disposto dal richiamato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, con riferimento in particolare all'esigenza di definire metodologie di aggiornamento delle tariffe dei servizi di pubblica utilità che ne minimizzino l'impatto inflazionario. Per una trattazione più estesa del quadro normativo che ha portato alla revisione dei meccanismi di indicizzazione si veda il riquadro corrispettivo nel Capitolo 5.

Più precisamente, la delibera n. 194/02 introduce modifiche alle modalità di aggiornamento del parametro Ct, costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati a combustibili fossili commerciali, che viene rivisto periodicamente dall'Autorità e utilizzato per adeguare le componenti tariffarie CCA e PV applicate rispettivamente ai clienti non domestici vincolati e ai clienti domestici. Le modifiche introdotte riguardano 3 parametri di indicizzazione, vale a dire:

- il periodo di indicizzazione: anteriormente all'entrata in vigore della delibera n. 194/02, il parametro Ct veniva rivisto sulla base della media degli ultimi 4 mesi del prezzo del panierone di combustibili fossili utilizzato quale riferimento. Con le nuove modalità di aggiornamento il periodo di indicizzazione è stato aumentato da 4 a 6 mesi;

- la soglia di invarianza: la delibera n. 194/02 dispone che il parametro Ct venga aggiornato qualora si registrino variazioni, in aumento o in diminuzione, maggiori del 3 per cento del parametro Vt, definito come il costo unitario riconosciuto dei combustibili (art. 6, comma 5, della delibera n. 70/97). La soglia di invarianza era precedentemente fissata al 2 per cento;
- la periodicità dell'aggiornamento: la delibera n. 194/02 ha previsto che questa abbia cadenza trimestrale e non più bimestrale.

**Copertura degli oneri
di acquisto dei certificati
verdi**

Con la delibera del 23 dicembre 2002, n. 227, l'Autorità ha definito le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'applicazione dell'art.11 del decreto legislativo n. 79/99, con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Detto articolo, al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, prevede che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti i quali, in ciascun anno, importino o producano energia elettrica da fonti non rinnovabili, immettano nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili. I soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando certificati verdi (certificati che attestano la produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili) da altri soggetti o dal Grtn.

Con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato libero, il trasferimento sui clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo di acquistare i certificati verdi avviene, secondo una logica di mercato, mediante l'incorporazione di tali oneri nel prezzo di vendita, liberamente stabilito tra le parti. Per i clienti finali del mercato vincolato, invece, il trasferimento degli oneri può verificarsi solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrate definite dall'Autorità, nell'ambito del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso. Per tale ragione, la delibera n. 227/02 ha istituito un'apposita componente tariffaria, VE, espressa in centesimi di euro per kilowattora, da incorporare nella CCA (la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica), e nel PV (la componente tariffaria a copertura dei costi di combustibile per l'utenza domestica).

La medesima delibera ha istituito un apposito conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico al quale verrà destinato il gettito derivante dall'applicazione della componente VE. Non sono ancora state definite, invece, le modalità secondo le quali i fondi raccolti andranno ai beneficiari. Resta inteso che tali modalità dovranno consentire ai produttori e agli importatori un riconoscimento dei costi differenziato in funzione dell'effettivo onere sostenuto.

Direttive all'Acquirente Unico

L'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99 attribuisce all'Acquirente Unico la funzione di assicurare la fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza e parità di trattamento. Il medesimo articolo prevede che, sulla base delle direttive impartite dall'Autorità, l'Acquirente Unico stipuli contratti di vendita con i distributori a condizioni non discriminatorie, consentendo l'applicazione della tariffa unica al mercato vincolato e garantendo il proprio equilibrio di bilancio.

In ottemperanza al disposto dell'art. 4, l'Autorità, con la delibera del 17 luglio 2002, n. 136, ha avviato un procedimento volto all'acquisizione degli elementi utili all'emanazione delle suddette direttive, nell'ambito del quale è prevista la costituzione di gruppi di lavoro per predisporre strumenti normativi afferenti a materie specialistiche.

Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

Per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica, il servizio di vendita dell'energia elettrica viene erogato secondo quanto disposto dal Testo integrato, dando luogo all'applicazione della componente CCA a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Tale componente è stata fissata e aggiornata periodicamente dall'Autorità in funzione della variazione del parametro Ct (si veda in proposito il paragrafo *I criteri di definizione del nuovo Ct*).

In base alle disposizioni del Testo integrato, inoltre, ai distributori è lasciata la facoltà di offrire ai propri clienti anche opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita, che essi potranno scegliere in alternativa alla componente CCA. Per l'anno 2003, 11 distributori hanno deciso di proporre opzioni ulteriori di vendita (per un totale di 13 opzioni tariffarie); l'Autorità ha verificato preventivamente tali opzioni e le ha approvate con delibera n. 211/02. Le opzioni tariffarie ulteriori di vendita proposte e approvate sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità.

Il servizio di vendita per i clienti domestici

Il sistema tariffario per i clienti domestici previsto dal Testo integrato si basa su tariffe fissate e aggiornate dall'Autorità, al fine di garantire loro una maggiore tutela. In particolare sono previste le seguenti tariffe domestiche:

- D2, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica, con impegno di potenza non superiore a 3 kW;
- D3, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica con impegno di potenza superiore a 3 kW e ai contratti per le abitazioni non di residenza;

- D1, tariffa di riferimento che non viene applicata ai clienti finali; essendo definita come tariffa che copre i costi del servizio, assolve una funzione di mero riferimento per la determinazione dei ricavi spettanti agli esercenti, che saranno stabiliti in funzione sua.

Le tariffe domestiche per il 2003, a esclusione della componente PV, sono state aggiornate con delibera dell'1 agosto 2002, n. 153, che ha tra l'altro disposto la proroga dell'applicazione delle tariffe D2 e D3 rimandando all'1 gennaio 2004 l'entrata in vigore della tariffa D1 per tutti i clienti domestici, inizialmente prevista all'1 gennaio 2003. Ciò anche in ragione della necessità di coordinare l'entrata in vigore della tariffa D1 con la definizione di regimi di tutela dei clienti domestici del mercato vincolato in condizioni di disagio economico. Sempre con riferimento al mercato dei clienti domestici, inoltre, occorre ricordare che le disposizioni del Testo integrato prevedono la possibilità, per i distributori, di offrire opzioni ulteriori, quale alternativa alle tariffe D2 e D3. Anche per l'anno 2003 alcuni distributori si sono avvalsi di questa possibilità.

Aggiornamenti bimestrali

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali dei combustibili registrato nel 2001, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del parametro Vt, si è interrotto all'inizio del 2002, nonostante la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Questa inversione di tendenza si è tradotta in un aumento del parametro Ct, che è passato da 3,514 c€/kWh del secondo bimestre 2002 a 4,106 c€/kWh del primo trimestre 2003.

La variazione del Ct intervenuta nel periodo marzo 2002-marzo 2003, pari a un aumento del 16,8 per cento, è stata relativamente contenuta se paragonata a quella dei prezzi dei combustibili, anche per effetto dell'emanazione del decreto legge n. 193/02, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 207 del 4 settembre 2002, convertito senza modificazioni nella legge n. 238/02; essa ha di fatto bloccato le tariffe ai livelli previsti per il quarto bimestre del 2002 fino al termine dell'anno e ha portato alla definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri di aggiornamento delle tariffe elettriche (si veda in proposito il paragrafo *I nuovi criteri di definizione del Ct*).

In relazione al citato decreto legge n. 193/02, occorre rilevare come i suoi effetti in termini di blocco delle tariffe si siano dispiegati sulle sole tariffe fissate dall'Autorità relativamente a servizi di pubblica utilità. Il decreto legge, pertanto, non ha prodotto effetti diretti sui prezzi non fissati in via amministrativa quali, per esempio, quello delle forniture di energia elettrica sul mercato libero. Gli effetti su tale mercato sono stati, piuttosto, indiretti e legati, per esempio, a clausole contrattuali che prevedevano l'aggiornamento del prez-

zo dell'energia elettrica fornita a un cliente libero sulla base dell'andamento del parametro Ct fissato dall'Autorità.

Nel corso del 2002 e del primo trimestre 2003, l'Autorità ha provveduto anche ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC. In particolare, nel periodo considerato, le modifiche hanno riguardato esclusivamente la componente tariffaria A3, che alimenta il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. L'aliquota media di tale componete tariffaria è passata da 0,75 c€/kWh nel primo bimestre 2002 a 0,92 c€/kWh, con un aumento di 0,17 c€/kWh. L'incremento della componente tariffaria A3 si è reso necessario principalmente per due ordini di motivi. In primo luogo per tener conto del maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP6, onere determinato dall'esito delle procedure concorsuali per la cessione su base annuale dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (energia elettrica prodotta ai sensi del provvedimento CIP6). L'adeguamento della componete A3, inoltre, è da ricondursi alla previsione di minori entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7, la cosiddetta "rendita idroelettrica". L'effetto congiunto dell'esito delle procedure concorsuali e della diminuzione del gettito della componente tariffaria A7, tra l'altro, ha comportato anche una maggiore esposizione IVA del Grtn, incrementando ulteriormente la necessità di gettito.

Occorre comunque rilevare che l'incremento complessivo della componente tariffaria A3 è stato limitato da un apposito intervento dell'Autorità, che con delibera 26 giugno 2002, n. 124, ha modificato le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6 (si veda in merito il paragrafo *Aggiornamento degli oneri di sistema*).

Tariffa sociale e tariffa per terremotati

Il 20 febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione relativo alla definizione di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati. Tale Documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 15 novembre 2001, n. 264, integrata con la delibera 5 dicembre 2002, n. 199, rappresenta un importante passaggio nell'armonizzazione degli obiettivi economico finanziari degli esercenti con quelli generali di carattere sociale, secondo le prescrizioni della legge n. 481/95.

La proposta contenuta in tale Documento individua un sistema tariffario che consenta la fruizione del servizio elettrico alle fasce economicamente deboli della popolazione a prezzi contenuti, senza oneri per il bilancio dello Stato e attraverso un limitato ricorso al trasferimento di reddito dagli altri clienti del

servizio. Secondo quanto proposto, l'accesso alla tariffa sociale avverrà in base a un meccanismo oggettivo di verifica dello stato di disagio economico, l'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), strumento predisposto dal Governo per la fornitura agevolata di servizi essenziali.

La tariffa sociale proposta è caratterizzata da prezzi fortemente ridotti. Più precisamente, si prevedono sia l'azzeramento, o la forte diminuzione, della componente tariffaria espressa in centesimi di euro per punto di prelievo, sia il mantenimento di una componente espressa in centesimi di euro per kilowatt impegnato in modo da poter modulare l'onere per il cliente in funzione dell'impegno di potenza. Le agevolazioni sulle componenti tariffarie non dipendenti dai consumi saranno uguali per tutti i clienti e non dipenderanno dalla numerosità del nucleo familiare. Sulle componenti tariffarie legate ai consumi l'Autorità intende, invece, introdurre differenziazioni delle agevolazioni essendo accertata una correlazione tra consumo di energia elettrica e numerosità del nucleo familiare. La percentuale di sconto accordata dipenderà dalla quantità di energia elettrica corrispondente al consumo normale di una famiglia, tenuto conto della sua composizione. In questo modo si identificherà una fascia protetta di consumo, nell'ambito della quale il cliente in stato di disagio godrà di una certa agevolazione.

Con la definizione della tariffa sociale l'Autorità porterà a compimento la riforma dell'ordinamento tariffario dell'energia elettrica destinata ai clienti domestici avviata nel 2000. Una volta adottata la tariffa sociale, pertanto, potrà essere ridefinito il processo di convergenza delle tariffe domestiche D2 e D3 verso una tariffa unica, rispondente ai costi del servizio (oggi identificata dalla tariffa di riferimento D1).

Coerentemente con il proprio mandato, nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003, in seguito alla dichiarazione dello stato di emergenza da parte del Dipartimento della protezione civile e alle successive richieste formulate dal Commissario delegato all'emergenza, l'Autorità ha provveduto a emanare provvedimenti tariffari a carattere speciale in favore delle popolazioni colpite da calamità naturali.

In particolare, con delibera 29 novembre 2002, n. 197, l'Autorità ha disposto l'applicazione di tariffe fortemente ridotte per le forniture di energia elettrica effettuate alle popolazioni colpite dal sisma del 31 ottobre 2002 nelle province di Campobasso e Foggia. Identico provvedimento è stato adottato con delibera 23 gennaio 2003, n. 5, in favore delle popolazioni colpite dall'attività vulcanica dell'Etna nel territorio della provincia di Catania e dagli eventi sismici nella medesima area.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'andamento degli indici Istat

Grazie al favorevole andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi nel corso del 2001, a partire dal secondo trimestre dello stesso anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane ha registrato ripetute riduzioni.

L'anno si è chiuso con un indice³ tornato sui valori dell'autunno 2000 e con una dinamica di segno nettamente negativo (-2,6 per cento rispetto al dicembre 2000). Il contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva si è infatti azzerato nei mesi estivi per divenire negativo a partire da settembre.

TAV. 4.22 INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2001				2002			
	PREZZO NOMINALE	VAR % 2001-2000	PREZZO REALE ^(A)	VAR % 2001-2000	PREZZO NOMINALE	VAR % 2002-2001	PREZZO REALE ^(A)	VAR % 2002-2001
Gennaio	103,2	9,3	90,1	6,1	98,1	-4,9	83,6	-7,1
Febbraio	103,2	9,3	89,7	6,1	98,1	-4,9	83,2	-7,3
Marzo	103,4	9,3	89,8	6,2	98,0	-5,2	83,1	-7,5
Aprile	103,4	9,3	89,4	5,9	98,0	-5,2	82,8	-7,5
Maggio	100,3	2,7	86,5	-0,4	99,0	-1,3	83,4	-3,6
Giugno	100,3	2,7	86,3	-0,3	99,0	-1,3	83,4	-3,4
Luglio	100,5	1,0	86,5	-1,9	101,3	0,8	85,2	-1,5
Agosto	100,5	1,0	86,5	-1,8	101,3	0,8	85,1	-1,7
Settembre	100,5	-0,1	86,4	-2,7	101,3	0,8	84,9	-1,7
Ottobre	100,5	-0,1	86,3	-2,6	101,3	0,8	84,7	-1,8
Novembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,4	-1,9
Dicembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,3	-1,9
Media annua	101,4	3,1	87,5	0,3	99,8	-1,5	84,0	-3,9

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

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

³ Nell'ambito del panierone nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione" (circa la procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica, vedi le precedenti *Relazioni Annuali*).

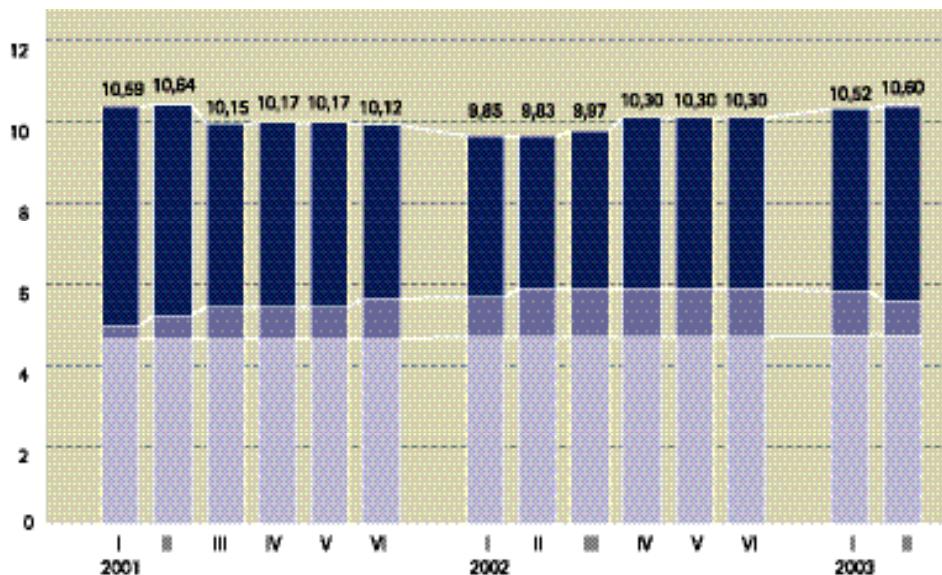
Considerato in termini reali, il prezzo dell'energia elettrica risulta essersi ridotto in misura ancora maggiore: in dicembre l'indice è inferiore quasi del 5 per cento rispetto al dato dell'anno precedente.

I valori elevati con cui si era aperto il 2001 hanno tuttavia pesato sulla media annua che, rispetto al 2000, ha registrato ancora un aumento pari al 3,1 per cento (0,3 per cento in termini reali).

La successiva sensibile ripresa delle quotazioni internazionali, specialmente a partire dal secondo trimestre del 2002, ha portato il valore del prezzo dell'energia elettrica a registrare nel mese di luglio un rincaro del 2,3 per cento rispetto al mese precedente. Il prezzo di luglio è poi rimasto invariato sino alla fine dell'anno, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge n. 193/02 (convertito dalla legge n. 238/02). L'anno si è chiuso con una dinamica di segno positivo (0,9 per cento rispetto a dicembre 2001), destinata a salire ancora a causa del continuo aumentare del prezzo internazionale del greggio.

FIG. 4.5 COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE NEGLI ULTIMI DUE ANNI

c€/kWh



Sino al 2001 il valore medio della componente a copertura dei costi fissi di generazione, trasporto e distribuzione è calcolato sull'insieme dei clienti liberi e vincolati, mentre dal 2002 è calcolato sui soli clienti vincolati.

- COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO E DEI COSTI FISSI DI GENERAZIONE, TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE
- COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE
- COMPONENTE A COPERTURA DEL COSTO DEL COMBUSTIBILE

Tuttavia, confrontandosi con un livello generale, il prezzo dell'energia elettrica in termini reali nella seconda parte del 2002 ha registrato continui cali, così che a dicembre 2002 risultava ancora di quasi due punti percentuali inferiore al dicembre 2001.

Il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2002 è quindi diminuito dell'1,5 per cento rispetto al 2001, ovvero di quasi 4 punti percentuali se misurato in termini reali.

**Analisi per componenti
della tariffa elettrica media
nazionale**

Gli andamenti appena visti attraverso l'indice Istat dei prezzi al consumo trovano conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità.

Il suo valore pari a 10,30 c€/kWh nel secondo trimestre 2003 appare infatti sostanzialmente invariato rispetto a quello del primo bimestre 2001 (10,59 c€/kWh). Ciò è il risultato di una sensibile e costante discesa registrata sino al secondo bimestre 2002, periodo a partire dal quale la tariffa media ha ripreso a salire, per giungere rapidamente al livello di due anni prima.

L'analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte, illustrata nella figura 4.5, mostra come l'evoluzione complessiva nel corso degli ultimi due anni sia però il risultato di andamenti differenziati al suo interno. A fronte di una riduzione nella componente a copertura del costo dei combustibili e di una sostanziale stabilità di quella a copertura dei costi fissi (sulla quale attualmente interviene l'Autorità, ma che in futuro sarà determinata dall'operare della concorrenza), la componente a copertura degli oneri generali di sistema è invece tendenzialmente cresciuta nel tempo.

Costo dei combustibili

La componente relativa al costo dei combustibili, che riflette l'andamento delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata, ha registrato nel corso del 2001 una significativa discesa, ma è poi tornata a salire nel 2002 e si manterrà in ascesa anche nella prima parte del 2003. Dal 52,4 per cento del primo bimestre 2001, l'incidenza, al netto delle imposte, di questa componente sulla tariffa media ha infatti raggiunto un minimo, pari al 39,4 per cento, nel secondo bimestre 2002 ed è poi tornata a crescere sino al 46,8 per cento del secondo trimestre 2003. L'incremento del costo dei combustibili nel 2002 è dovuto ai continui notevoli rincari delle quotazioni internazionali (descritti nella prima sezione di questa *Relazione Annuale*), solo parzialmente attenuati dal contemporaneo apprezzamento dell'euro sul dollaro. La dimensione e la costanza nel tempo dei rincari sono state tali da influire anche sul nuovo sistema di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002 (si

veda il paragrafo sulla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato), che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale, il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 6 mesi anziché degli ultimi 4 mesi, nonché l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2 al 3 per cento.

Costi fissi

La componente relativa ai costi fissi del sistema elettrico è oggi pari a 4,78 c€/kWh e incide complessivamente per il 45,1 per cento sulla tariffa elettrica media. Rispetto al 2001 questa componente è cresciuta poco in termini assoluti (in quell'anno era pari a 4,69 c€/kWh), mentre la sua incidenza è aumentata di circa 2 punti percentuali a causa del ridursi del peso della parte a copertura del costo dei combustibili. La componente relativa ai costi fissi dipende dall'andamento di diverse classi di costo, che possono essere sintetizzate in due categorie: costi fissi di generazione e costi fissi di trasporto (trasmissione e distribuzione). Nell'attesa che si sviluppi la borsa elettrica, i primi sono stati fissati dall'Autorità (attraverso una stima del costo standard) in 2,26 c€/kWh. La componente relativa ai costi fissi di trasporto, unica per tutto il territorio nazionale, ammonta a 2,52 c€/kWh, di cui 0,34 sono relativi ai costi di trasmissione sulla rete in alta tensione e 2,18 a quelli di distribuzione. L'Autorità ha definito i corrispettivi di trasmissione tenendo conto sia del costo dell'infrastruttura, sia dei costi di congestione, mentre in passato erano stabiliti in base a una tariffa "da punto a punto", vale a dire rispetto al percorso compiuto dall'energia lungo la rete (che – oltre a essere poco rilevante nella determinazione dei costi – era di difficile identificazione). I corrispettivi relativi alla distribuzione dell'energia in media e bassa tensione sono stati definiti dall'Autorità a partire dal contributo degli utenti alla formazione della richiesta di punta.

Oneri generali di sistema

Nel secondo trimestre 2003 gli oneri generali di sistema ammontano in media a 0,86 c€/kWh e influiscono sulla tariffa complessiva per l'8,1 per cento. Come si vede dalla figura, l'entità di tali costi e la loro incidenza sono molto cresciute nel tempo: nel primo bimestre 2001 tale componente valeva infatti 0,35 c€/kWh e incideva solo per il 3,3 per cento sulla tariffa totale.

Questa componente tariffaria, determinata in base a provvedimenti governativi, è relativa a diverse voci di costo, in particolare a:

- oneri derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, pari a 0,60 c€/kWh; si tratta della componente più onerosa nell'ambito degli oneri di sistema, che serve a compensare la differenza tra il

prezzo di ritiro dell'energia CIP6 da parte del Grtn e i ricavi della vendita della stessa al mercato vincolato e al mercato idoneo tramite asta;

- costi incagliati o *stranded cost*, pari a 0,14 c€/kWh; si tratta dei rimborsi per gli investimenti effettuati e gli impegni assunti dall'impresa già monopolista e dalle altre imprese produttrici distributrici prima dell'avvento della liberalizzazione, che il mercato concorrenziale può non consentire di ammortizzare o onorare. In base a un decreto emanato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica nell'aprile del 2001, il riconoscimento dei costi incagliati avviene partendo da consuntivi di fine anno, per un periodo di 7 anni. Il recente decreto ministeriale del 18 marzo 2003, tuttavia, sospende il rimborso degli *stranded cost* a partire dall'1 gennaio 2004;
- costi connessi con lo smantellamento delle centrali e con la chiusura del ciclo di combustibile nucleare, pari a 0,06 c€/kWh;
- oneri destinati a coprire attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 c€/kWh;
- oneri destinati al finanziamento di integrazioni tariffarie concesse alle imprese elettriche minori per garantirne l'equilibrio finanziario, disposte dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, che ammontano a 0,03 c€/kWh.

ONERI DI SISTEMA

Gestione del gettito delle componenti A

Nel corso del 2002 l'Autorità è intervenuta con propria delibera n. 124/02 a modificare le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6. Tale intervento si è reso necessario per limitare gli effetti derivanti dall'esposizione del Grtn in relazione agli oneri finanziari e fiscali conseguenti alle compravendite di energia elettrica cui è tenuto ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (oneri destinati a essere coperti dalla componente tariffaria A3).

La crescente esposizione del Grtn è da ricondursi sostanzialmente all'effetto congiunto dell'entrata in operatività, nell'anno 2002, di nuova capacità di generazione ammessa al regime e della riduzione del gettito della componente A7 imposta ai titolari di impianti idroelettrici. In particolare, l'aumento della capacità di generazione ammessa al regime ha determinato un aumento della quantità di energia elettrica che il Grtn è tenuto a ritirare, con il conseguente incremento dello sbilancio economico tra i costi di acquisto della suddetta energia elettrica e i ricavi derivanti dalla vendita della medesima. Parallelamente, la situazione con-

giunturale dei primi mesi dell'anno 2002, con particolare riferimento allo sfavorevole andamento idrologico che ha, di fatto, ridotto la producibilità degli impianti di generazione idroelettrici installati sul territorio nazionale, ha fortemente condizionato gli effetti dell'applicazione del regime della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici (cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica), deprimendo il gettito della componente A7 applicata ai titolari di impianti idroelettrici quale adeguamento dei corrispettivi dagli stessi dovuti al Grtn per il servizio di trasporto.

Le modifiche introdotte dall'Autorità con la richiamata delibera n. 124/02 hanno riguardato esazione, imposizione e gestione delle componenti tariffarie A sia per i clienti liberi sia per quelli vincolati. Per quanto riguarda i clienti del mercato libero, si è previsto che le componenti tariffarie A2, A3, A5 e A6 non siano applicate come maggiorazione ai corrispettivi del servizio di trasporto versati da questi ultimi all'impresa distributrice per ambito territoriale di competenza, ma ai corrispettivi per il bilanciamento erogato agli stessi clienti dal Grtn. In tal modo è stato possibile consentire al Grtn di trattenere, a titolo di acconto sui versamenti a esso dovuti ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato, il gettito generato dall'imposizione della componente tariffaria A3. Con riferimento alle componenti tariffarie A applicate ai clienti del mercato vincolato, invece, la delibera n. 124/02 ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a delegare alle imprese distributrici il versamento diretto al Grtn di una percentuale del gettito della componente A3 dalle stesse riscossa, percentuale definita dalla medesima Cassa in relazione alle esigenze di gettito.

Stranded cost

Le disposizioni riguardanti gli *stranded cost*, rendita idroelettrica e rimborso dei costi non recuperabili da gas nigeriano, riportati nel box, modificano quantitativamente i prelievi tariffari destinati a coprire tali oneri.

L'esito complessivo delle disposizioni del decreto è difficilmente quantificabile. L'effetto positivo, che potrebbe risultare dalla soppressione dei conti non recuperabili con tre anni di anticipo, è mitigato dalle conseguenze negative alle modifiche apportate alle modalità di calcolo dei medesimi e alla soppressione del prelievo sulla produzione di energia idroelettrica dall'1 gennaio 2002. A tale effetto di entità e di segno incerti va sommato quello sicuramente negativo ottenuto dalle variazioni apportate dal decreto al metodo di definizione dei costi derivanti dall'impiego del gas nigeriano.