



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

*SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA
SRE*

**NOTA TÉCNICA COMPLEMENTAR Nº 02/2005–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA COMPLEMENTAR Nº
053/2004 SRE/ANEEL**

**PRIMEIRA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CNEE

AP 040 / 2003

Brasília, 03 de janeiro de 2005

Nota Técnica Complementar n.º 02/2005-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica Complementar n.º 053/2004-SRE/ANEEL
Processo n.º 48500.000346/03-92

Em 03 de janeiro de 2004.

Assunto: resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE, a serem estabelecidos por Resolução Homologatória ANEEL, em 02 de fevereiro de 2005.

I - OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica Complementar à Nota Técnica Complementar n.º 053/2004-SRE/ANEEL apresenta os resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE, conforme Resolução Homologatória ANEEL a ser estabelecida em 02 de fevereiro de 2005. Tais resultados expressam as alterações nos valores relativos à Resolução Homologatória ANEEL n.º 016, de 2 de fevereiro de 2004, para determinados itens da Parcela B da Receita Requerida, inclusive aqueles referentes à Remuneração de Capital e Quota de Reintegração, em razão da validação da Base de Remuneração, nos termos da Resolução ANEEL n.º 493, de 3 de setembro de 2002.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a adoção de valores definitivos, o valor da Receita Requerida Bruta da CNEE foi alterado de **R\$ 79.758.685,044** para **R\$ 77.609.058,05**, resultando em uma redução de **R\$ 2.149.626,99**, conseqüentemente, o reposicionamento tarifário passou de **-1,43%** para **-4,13%**.

3. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, não foi alterada, mantendo o valor de **R\$ 44.118.626,94**, onde **R\$ 30.837.484,57** referem-se a compra de energia e **R\$ 13.281.142,38** a encargos tarifários.

4. A Parcela B, composta por custos operacionais eficientes, remuneração do capital, quota de reintegração e tributos, teve seu valor alterado de **R\$ 35.640.058,10** para **R\$ 33.490.431,11**, representando um decréscimo de **R\$ 2.149.626,99**. Essa redução deve-se principalmente em razão de que a Base de Remuneração foi validada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e

Financeira – SFF em valores inferiores àqueles estabelecidos provisoriamente na Resolução ANEEL n.º 016, de 2 de fevereiro de 2004. Conseqüentemente, os valores dos tributos (PIS/PASEP/COFINS e P&D), Quota de Reintegração e da Remuneração de Capital também foram reduzidos. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CNEE passou de **R\$ 21.255.616,15** para **R\$ 22.337.700,55**, um incremento de **R\$ 1.082.084,41**. As justificativas são apresentadas no capítulo IV.

III – VALORES FINAIS DA PARCELA A

III.1 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

5. A compra de energia elétrica da CNEE homologada pela Resolução Homologatória ANEEL n.º 016/2004 e constante da Nota Técnica Complementar n.º 053/2004-SRE/ANEEL não foi alterada, permanecendo em **R\$ 30.837.484,57**. As despesas com compra de energia estão presentes na Tabela I abaixo.

Tabela I
Despesas (R\$) com Compra de Energia Elétrica da CNEE e respectivas Tarifas (R\$)

COMPRA DE ENERGIA	RESOLUÇÃO ANEEL N° 016/2004		
	Despesa R\$	Tarifa R\$/MWh	Energia MWh
CONTRATOS INICIAIS	13.752.969	72,90	188.643
CGEET	13.752.969	72,90	188.643
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	3.092
A CONTRARAR	15.531.353	72,90	213.036
EXPOSIÇÃO	1.553.163	72,90	21.304
TOTAL	30.837.484,57	72,38	426.075

6. A CNEE pleiteou que o valor da compra de energia fosse alterado para **R\$ 32.677.306,47**, em virtude da aprovação do contrato com a Rosal, mediante Ofício SFF/ANEEL n.º 1868 e n.º 1872, de 05 de novembro de 2004, da aprovação do contrato com a Rede Comercializadora, mediante Ofício SFF/ANEEL n.º 982, de 21 de junho de 2004, e da alteração do preço da energia vendida pela Rede Lajeado.

7. O pleito da CNEE não se justifica dentro do processo de revisão tarifária periódica, pois os contratos de compra realizados com a UHE Rosal e com a Rede Comercializadora não estavam aprovados na data da revisão tarifária periódica, 03 de fevereiro de 2004. Em relação ao contrato com a Rede Lajeado, esse não foi aprovado pela ANEEL.

8. Cabe mencionar que os contratos de compra de energia elétrica com UHE Rosal e Rede Comercializadora, por terem sido aprovados no período de referência de fevereiro de 2004 a janeiro de 2005, serão tratados no reajuste tarifário anual de 3 de fevereiro de 2005.

III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

9. Os valores dos Encargos Tarifários constantes da Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL e considerados na Receita Requerida da CNEE não foram alterados. Permaneceram com o valor total de **R\$ 13.281.142,38**, conforme Tabela II.

10. Do total de **R\$ 13.281.142,38** de Encargos Tarifários, **R\$ 6.251.550,47** referem-se a Encargos Setoriais e **R\$ 7.029.591,91** referem-se a Transporte de Energia.

Tabela II
Encargos Tarifários – CNEE

Encargos Tarifários	R\$
Reserva Global de Reversão - RGR	155.669,78
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	254.169,66
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	3.571.761,50
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.269.949,53
Total de Encargos Setoriais	6.251.550,47
Operador Nacional do Sistema - ONS	57.357,18
Montante de Uso dos Sistema de Transmissão fora dos CI's	2.097.682,22
Rede Básica	3.030.599,37
Encargos de Conexão	1.843.953,14
Total de Transporte de Energia	7.029.591,91
Total Encargos Tarifários	13.281.142,38

11. Portanto, a Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, não foi alterada, mantendo o valor de **R\$ 44.118.626,94**.

IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

12. O valor da Parcela B constante da Resolução Homologatória ANEEL n.º 016/2004 e da Nota Técnica Complementar nº 53/2004-SRE/ANEEL foi de **R\$ 35.640.058,10**. O valor a ser estabelecido em 02 de fevereiro de 2005 será de **R\$ 33.490.431,11**. O decréscimo de **R\$ 2.149.626,99** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de

concessão da CNEE, no valor da Quota de Reintegração, na remuneração do capital e no valor dos Tributos (PIS/COFINS e P&D). As justificativas são apresentadas a seguir.

IV.1 – CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES (“EMPRESA DE REFERÊNCIA”)

13. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CNEE, constante da Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL foi de **R\$ 21.255.616,15** que incluindo **0,5%** do faturamento bruto realizado da CNEE em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 284.704,97** resulta no valor total de **R\$ 21.540.320,61** para os custos operacionais.

14. Os valores finais, no montante de **R\$ 22.337.700,55**, acrescidos de inadimplência regulatória, de **R\$ 284.704,97**, resultaram em **R\$ 22.622.405,02**, o que representou um acréscimo de **R\$ 1.082.084,41**.

15. Especificamente no que se refere ao conceito de custos com inadimplência, o Regulador está fixando um critério regulatório transparente, que estabelece um valor máximo a título de inadimplência que cabe repassar às tarifas, de 0,5% do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado em 2002. Assim, no reposicionamento tarifário se admite 0,5% do faturamento, que se reduz ano a ano até atingir o montante de 0,2%, que é o padrão regulatório que será admitido nas tarifas. Esse critério, ao mesmo tempo, incentiva a concessionária a realizar a melhor gestão possível das dívidas de seus clientes e, conseqüentemente, evitar que os clientes em situação regular sejam penalizados pelos clientes inadimplentes. Sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas tem condições de gerenciar.

16. As mudanças nos custos operacionais da “Empresa de Referência” foram realizadas em função da evolução da metodologia e dos critérios associados ao conceito de Empresa de Referência, com relação ao estágio em que se encontrava quando foi empregada para estimar os custos operacionais da CNEE em fevereiro de 2004. Tais mudanças, juntamente com a base de remuneração definitiva, resultaram na alteração da Parcela B do valor de **R\$ 35.640.058,10** para **R\$ 33.490.431,11**.

17. Os ajustes foram feitos a preços de fevereiro de 2004 e o valor final dos custos operacionais da concessionária refere-se à data da revisão tarifária.

IV.2 - DADOS DA REVISÃO TARIFÁRIA DE FEVEREIRO DE 2004

18. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CNEE, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL.

Tabela IV
Custos Operacionais da ER relativa à CNEE (R\$ de dezembro de 2001)

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	940.086	332.962	1.273.047
	Diretoria de Administração	569.442	327.200	896.641
	Gerência de RH	191.159	31.584	222.743
	Gerência de Sistemas	199.722	306.672	506.394
	Diretoria de Finanças	359.862	67.591	427.453
	Diretoria de Distribuição	2.592.479	1.000.598	3.593.077
	Diretoria Comercial	1.318.422	716.007	2.034.429
Estrutura Regional	Escritórios Comerciais	942.156	510.382	1.452.539
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	348.170	749.526	1.097.695
	Processos e Atividades de O&M	932.085	1.097.149	2.029.235
Custos Totais / Ano		8.393.583	5.139.670	13.533.253

19. A atualização dos resultados, para fevereiro de 2004, foi realizada corrigindo-se o custo de Pessoal pela variação do IPCA (24,46%) e o custo de Materiais e Serviços por intermédio da variação do IGPM (37,39%), sendo os valores apresentados na Tabela V.

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à CNEE (R\$ de fevereiro de 2004)

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	1.170.064	457.472	1.627.537
	Diretoria de Administração	708.747	449.556	1.158.303
	Gerência de RH	237.923	43.395	281.318
	Gerência de Sistemas	248.581	421.352	669.933
	Diretoria de Finanças	447.897	92.867	540.764
	Diretoria de Distribuição	3.226.692	1.374.771	4.601.463
	Diretoria Comercial	1.640.955	983.757	2.624.713

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Regional	Escritórios Comerciais	1.172.642	701.240	1.873.881
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	433.344	1.029.811	1.463.155
	Processos e Atividades de O&M	1.160.107	1.507.428	2.667.535
Custos Totais / Ano		10.446.953	7.061.648	17.508.601

20. Os ativos específicos do negócio de distribuição de energia elétrica (redes, subestações, transformadores, etc) constituem o capital remunerado e são considerados na Base de Remuneração Regulatória (BRR). Por sua vez, as anuidades correspondentes aos ativos não específicos do negócio regulado como veículos, escritórios, sistemas informatizados e almoxarifados estão incluídas na "Empresa de Referência".

21. A Tabela VI contém os custos adicionais acrescidos aos resultados do modelo da ER.

Tabela VI

CNEE	Dez-2001 (em R\$)			Fev-2004 (em R\$)		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Custos Adicionais						
Engenharia e Supervisão de obras	127.485	54.636	182.122	158.673	75.068	233.740
Crescimento Processos Comercial	22.140	47.662	69.803	27.556	65.486	93.042
Crescimento Processos O&M	35.563	41.861	77.424	44.263	57.515	101.777
Encargos de pessoal adicionais	1.333.098	-	1.333.098	1.659.222	-	1.659.222
Seguros	-	33.413	33.413	-	45.908	45.908
Geração Própria (2434 MWh/ano)	8.762	20.446	29.208	10.906	28.091	38.997
Adicional Sistemas	-	219.247	219.247	-	301.234	301.234
Linha Viva	188.849	116.230	305.079	235.048	159.693	394.742
Subestação Móvel	59.000	57.000	116.000	73.434	78.315	151.749
Ouvidoria	133.762	66.881	200.643	166.485	91.891	258.377

CNEE	Dez-2001 (em R\$)			Fev-2004 (em R\$)		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Custos Adicionais						
Manutenção de Equipamentos em Oficinas	57.291	49.196	106.488	71.307	67.593	138.900
EPI e Ferramentas Eletricistas Comercial	-	45.660	45.660	-	62.735	62.735
Seguro Acidente de Trabalho – SAT	132.070	-	132.070	164.379	-	164.379
Adicional Distr. De Documentos	-	20.394	20.394	-	28.020	28.020
Almoxarifados	-	54.000	54.000	-	74.193	74.193
Custos Totais Adicionais	2.098.022	826.626	2.924.648	2.611.273	1.135.743	3.747.015

22. A seguir apresenta-se o resultado final da apuração dos Custos Operacionais (ER) considerados no Reposicionamento Tarifário da CNEE, em fevereiro de 2004, Tabela VII. O valor final inclui o resultado da aplicação do modelo de cálculo e o grupo de adicionais assinalado na Tabela VI.

Tabela VII

CNEE	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM FEVEREIRO 2004 (R\$)		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Custos Totais ER / Ano	8.393.583	5.139.670	13.533.253	10.446.953	7.061.648	17.508.601
Custos Totais Adicionais	2.098.022	826.626	2.924.648	2.611.273	1.135.743	3.747.015
Custos Totais com Adicionais	10.491.605	5.966.296	16.457.901	13.058.225	8.197.391	21.255.616

23. Finalmente, o valor dos custos operacionais da CNEE reconhecidos pelo regulador, em fevereiro de 2004, corresponde a **R\$ 21.255.616,15**.

IV.3 - AJUSTES PROCEDIDOS EM FEVEREIRO DE 2005

24. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da “Empresa de Referência” em fevereiro de 2005, além daqueles já especificados na Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL, contemplam também o pleito da CNEE, conforme Carta VPAR – 665, de 26 de novembro de 2004.

25. A Tabela VIII sumariza o pleito da CNEE e os valores considerados pela ANEEL de acordo com a metodologia da Empresa de Referência, dentro do tratamento isonômico com as demais empresas.

Tabela VIII

Valores em Reais (R\$)

ITEM	PLEITO DA CNEE A PREÇOS DE FEVEREIRO DE 2004	VALORES CONCEDIDOS PELA ANEEL A PREÇOS DE FEVEREIRO DE 2004
Subestação móvel	201.201,00	128.343,00
Aluguel (ou Amortização) dos Escritórios	204.123,00	232.868,00
Atendentes no Call Center	47.110,00	0,00
Adicional de Pessoal em Saúde e Segurança do trabalho	145.029,00	0,00
Facilities (Insumos e Outros Gastos) Em Subestações	151.491,00	0,00
Consumo Próprio de Energia	64.591,00	64.591,00
Complemento de Marketing – Publicações Legais	258.280,00	212.672,13
Materiais de Rede	127.500,00	53.826,46
Encargos dos Honorários dos Membros do Conselho	66.907,00	0,00
Gerência de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	223.604,00	80.645,78
Edição de Outros Documentos	7.718,00	15.436,32
Indenização de Perdas e Danos	207.028,00	0,00
Inadimplência	112.991,00	0,00
Sistemas de Medição de Faturamento – MAE	239.210,00	0,00
Manutenção de Ativos de Terceiros	2.729.714,00	0,00
Inspeção Termográfica	110.000,00	0,00
Resolução 505 – 2001	50.810,00	0,00
Automação de Subestações	596.486,00	0,00
Sistema ERAC – ONS	17.118,00	0,00
Conselho de Consumidores	30.000,00	0,00
Mapa de Cadastramento Geo Referenciado	407.419,00	0,00
Verbas Rescisórias e <i>Turnover</i>	120.545,00	0,00
Programa de Participação nos Lucros	273.965,00	0,00
Adicional de Gratificação de Férias	210.405,00	0,00

ITEM	PLEITO DA CNEE A PREÇOS DE FEVEREIRO DE 2004	VALORES CONCEDIDOS PELA ANEEL A PREÇOS DE FEVEREIRO DE 2004
Provisões não contempladas	790.233,00	0,00
Tecnologia da Informação	0,00	88.207,56
Custo Ligação do call center	0,00	97.998,19
Preço de Veículos	0,00	106.362,88
Custo Combustível	0,00	1.134,09
Total	7.393.478,00	1.082.085,41

26. Seguem abaixo os pleitos da CNEE e a análise da SRE para cada um dos itens.

i) Subestação móvel – valor pleiteado R\$ 201.201,00, a preços de fevereiro de 2004:

A Concessionária argumenta que não possui unidades transformadoras de reservas em todas as suas Subestações, mas sim algumas unidades as quais são reservas frias em locais estratégicos. Em caso de contingência em transformadores de força, a Subestação Móvel é a unidade responsável pelo atendimento imediato até que a unidade reserva seja transportada e instalada em substituição a unidade avariada.

Na Nota Técnica Complementar nº 053/2004, é reconhecida a necessidade de subestação móvel, porém com um custo considerado insuficiente pela empresa por motivos de subdimensionamento das potências e tensões de suas subestações.

A ANEEL reconhece parcialmente o incremento de custos da SE móvel no valor de **R\$ 128.343,00**.

ii) Aluguel (ou Amortização) dos Escritórios – valor pleiteado R\$ 204.123,00, a preços de fevereiro de 2004:

A concessionária argumenta que o valor do m² do aluguel dos escritórios não está adequado e solicita que esse valor seja revisto pelo Regulador (solicita um aumento para R\$ 20,00/m²). Além disso, solicita o aumento do número de funcionários abrigados nos escritórios para 171.

O valor do aluguel dos escritórios foi ajustado para R\$ 20,00 por m² (2004) e por isso foi reconhecido um custo adicional de **R\$ 232.867,00**. Quanto ao número de empregados alocados nos escritórios, a ANEEL não atendeu ao pleito da Empresa.

iii) Atendentes no Call Center – valor pleiteado R\$ 47.110,00, a preços de fevereiro de 2004:

A empresa alega que, por força da legislação, conforme expresso no artigo 227 da CLT (Consolidação das Leis de Trabalho), os empregados de *Call Center*, apenas podem trabalhar 6 horas diárias, 36 horas semanais, 144 horas/mês, com 20 minutos de intervalo por dia. Isto indica que o tempo efetivo de trabalho de um operador é de

5,67 horas por dia, totalizando 1.372,14 horas anuais. Com base neste parâmetro a empresa recalculou a quantidade de operadores para o *Call Center* que atingiu o contingente de 14 pessoas contra a proposta de 12 pessoas na NT ANEEL. Deste modo, a concessionária solicita a inclusão de 02 pessoas para o *Call Center*.

O custo com atendentes de Call Center é calculado de acordo com a quantidade necessária de horas de atendimento e o custo da hora de trabalho. Dessa forma, o custo total a ser considerado independente da quantidade de atendentes. O número de atendentes é calculado pela relação entre o número de horas necessárias por ano e o regime de trabalho diário (6 horas).

iv) Adicional de Pessoal em Saúde e Segurança do Trabalho – valor pleiteado R\$ 145.029,00, a preços de fevereiro de 2004:

A concessionária alega que a Norma Regulamentadora – NR 04 – do Ministério do Trabalho e Emprego estabelece que uma concessionária de Energia Elétrica, classificada com grau de risco 3 e com o número de empregados definido para a empresa de referência – 303, é obrigatória a definição de um quadro mínimo de profissionais do SESMT – Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho. Deste modo, solicita a inclusão de 02 (dois) Técnicos de Segurança.

O modelo já prevê um dimensionamento para Medicina e Segurança no Trabalho e considera-se que este dimensionamento é adequado.

v) Insumos e Outros Gastos em Subestações – valor pleiteado R\$ 151.491,00, a preços de fevereiro de 2004:

A concessionária argumenta que o modelo do Regulador estabelece os custos de *facilities*, tais como limpeza, portaria e manutenção, vinculados aos escritórios – Central, Regionais, Comerciais – e depósitos e almoxarifados, não fazendo nenhuma referência aos gastos dessas em Subestações.

A ANEEL não reconhece este pleito da concessionária. Os custos de *facilities* de subestações estão incluídos nos custos de O&M do modelo de cálculo, mais especificamente, no item manutenção de terrenos e edifícios.

vi) Consumo Próprio de Energia Elétrica – valor pleiteado R\$ 64.591,00, a preços de fevereiro de 2004:

A CNEE solicita que o órgão regulador inclua na despesa da Empresa de Referência da NT_ANEEL o adicional de consumo próprio de energia no valor de R\$ 64.591,00.

A ANEEL está reconhecendo a título de Serviço Próprio de Subestações e Centrais o valor de **R\$ 64.591,00**, pleiteado pela empresa, uma vez que este custo não havia sido incluído na revisão de 2003.

vii) Complemento de Marketing – Publicações Legais – valor pleiteado R\$ 258.280,00, a preços de fevereiro de 2004:

A concessionária argumenta que a Nota Técnica Complementar nº 053/2004 não previu despesas para cumprir

as exigências legais quanto ao item Publicações Legais, onde se verifica a obrigatoriedade de se publicar os balanços contábeis da empresa, tomada de preços, ações cíveis e trabalhistas e licitações, publicação de atas e convocações, dentre outras.

A ANEEL está reconhecendo a título de Publicações Legais o valor de **R\$ 212.672,13**, coerente com os montantes das demais empresas analisadas.

viii) Materiais de Rede – manutenção espaçadores – valor pleiteado R\$ 127.500,00, a preços de fevereiro de 2004:

A concessionária solicita a inclusão de um custo adicional referente ao uso de espaçadores na rede secundária.

A ANEEL está reconhecendo a título de Materiais de Rede – manutenção de espaçadores o valor de **R\$ 53.826,46**, montante este correspondente ao concedido para outras empresas analisadas.

ix) Encargos dos Honorários dos Membros do Conselho – valor pleiteado R\$ 66.907,00, a preços de fevereiro de 2004:

A CNEE verificou que na composição dos custos de pessoal do Conselho de Administração e Fiscal não foram considerados os encargos referentes aos 20% de recolhimento ao INSS (parte Empresa).

ANEEL não reconhece este pleito da empresa, pois para os conselheiros e fiscais, considera-se um montante global de custos, calculados a partir do salário do presidente da concessionária.

x) Gerência de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – valor pleiteado R\$ 223.604,00, a preços de fevereiro de 2004:

A empresa requer a inclusão de 3 (três) empregados na Gerência de P&D (1 (um) Gerente e 2 (dois) Técnicos).

A ANEEL está reconhecendo o incremento de 1 (um) Engenheiro Júnior para tarefas específicas de P&D, o que dá um acréscimo de **R\$ 80.645,78**.

xi) Edição de Outros Documentos – valor pleiteado R\$ 7.718,00, a preços de fevereiro de 2004:

A CNEE requer a alteração do percentual de Edição de Outros Documentos, de 5% para 10% do total de faturas.

A ANEEL está reconhecendo a título de Edição de Outros Documentos o valor de **R\$ 15.436,32**. O percentual de Edição de Outros Documentos passa, deste modo, de 5% para 10% do custo total de edição de faturas.

xii) Indenização de Perdas e Danos – valor pleiteado R\$ 207.028,00, a preços de fevereiro de 2004:

A empresa solicita a inclusão deste custo adicional decorrente de processos de pagamentos inerentes à indenização por perdas e danos.

A ANEEL não reconhece este custo. A gestão de ressarcimento de perdas e danos é atribuição da administração da empresa, não deve ser incluído na tarifa.

xiii) Inadimplência – valor pleiteado R\$ 112.991,00, a preços de fevereiro de 2004:

A empresa solicita que o cálculo do custo das perdas de liquidação duvidosa seja revisto, alterando o percentual de aplicação da receita bruta de 0,5% do exercício de 2002 para 0,9% do ano teste.

A ANEEL não reconhece este custo. O critério é regulatório e já foi estabelecido o montante em 2003. O percentual, aplicado a todas as concessionárias, é uma decisão regulatória que tem sido mantida constante.

xiv) Sistemas de Medição de Faturamento – MAE – valor pleiteado R\$ 239.210,00, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL não reconhece esse custo de forma que não foi considerado para nenhuma das concessionárias em processo de revisão tarifária, pois o sistema de medição de faturamento ainda não foi homologado pelo ONS.

xv) Manutenção de Ativos de Terceiros – valor pleiteado R\$ 2.729.714,00, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL não reconhece esse custo de forma que não foi considerado para nenhuma das concessionárias em processo de revisão tarifária, pois o processo ainda não foi homologado pelo regulador.

xvi) Inspeção Termográfica – valor pleiteado R\$ 110.000,00, a preços de fevereiro de 2004:

Esse custo já está incluído no modelo da ER.

xvii) Resolução nº 505/2001– valor pleiteado R\$ 50.810,00, a preços de fevereiro de 2004:

A referida Resolução, que estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, é parte integrante da regulamentação da operação do sistema. Portanto, seus efeitos já estão considerados nos custos operacionais da Empresa de Referência.

xviii) Automação de Subestações – valor pleiteado R\$ 596.486,00, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL não reconhece diretamente esse custo, pois já está incluído nos itens de O&M de Subestações da Empresa de Referência.

xix) Sistema ERAC – ONS – valor pleiteado R\$ 17.118,00, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL não reconhece o custo com o Sistema ERAC – ONS (Esquema Regional de Alívio de Carga) na Empresa de Referência, pois esse sistema refere-se basicamente a relés de proteção que já são considerados nos investimentos da concessionária, sendo o seu custo operacional marginal.

xx) Conselho de Consumidores – valor pleiteado R\$ 30.000,00, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL não reconhece esse custo, que não foi considerado para nenhuma das concessionárias em processo de revisão tarifária, pois não existe um sistema de apuração de custos e conseqüente validação.

xxi) Mapa de Cadastramento Geo Referenciado – valor pleiteado R\$ 407.419,00, a preços de fevereiro de 2004:

O custo com mapa de cadastramento geo referenciado já está incluído na implantação do Sistema GIS entre os custos operacionais da Empresa de Referência.

xxii) Verbas Rescisórias e *Turnover* – valor pleiteado R\$ 120.545,00, a preços de fevereiro de 2004:

O Regulador não considera correto, sob uma ótica regulatória, admitir que o consumidor pague custos como salários extras, gratificação de férias adicional à gratificação constitucional e participação nos lucros e resultados. Quanto à participação em lucros e resultados, verbas rescisórias, e “turn over” do quadro de pessoal, o Regulador entende que, ainda que possam constituir custos empresariais, tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os clientes, mas assumidos pelo acionista (risco do negócio).

xxiii) Programa de Participação nos Lucros – valor pleiteado R\$ 273.965,00, a preços de fevereiro de 2004:

Vide comentários do Item *xxii*

xxiv) Adicional de Gratificação de Férias – valor pleiteado R\$ 210.405,00, a preços de fevereiro de 2004:

Vide comentários do Item *xxii*

xxv) Provisões Não Contempladas – valor pleiteado R\$ 790.233,00, a preços de fevereiro de 2004:

O custo com provisões, além do montante concedido a título de Provisões para Devedores Duvidosos - PDD, não foi reconhecido pela ANEEL porque constitui um critério regulatório a não inclusão de outras provisões nos custos operacionais, tendo em vista seu caráter provisional, cujos montantes previstos são realizados ou não em cada exercício contábil.

xxvi) Tecnologia da Informação – valor concedido R\$ 88.207,56, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL está concedendo para a CNEE, conforme já concedido para outras empresas analisadas, um custo adicional referente à correção dos valores dos PC's para US\$1.300,00.

xxvii) Custo de Ligação do *Call Center* – valor concedido R\$ 97.998,19, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL está concedendo para a CNEE, conforme já concedido para outras empresas analisadas, um custo

adicional referente à alteração do custo de ligação do *call center* para R\$ 0,18 por minuto, no valor de **R\$ 97.998,19**.

xxviii) Preço dos Veículos do tipo V1 e V2 – valor concedido R\$ 106.362,88, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL está concedendo para a CNEE, conforme já concedido para outras empresas analisadas, um custo adicional referente à alteração no preço dos veículos do tipo V1 e V2, no valor de **R\$ 106.362,88**.

xxix) Custo de Combustível – valor concedido R\$ 1.134,09, a preços de fevereiro de 2004:

A ANEEL está concedendo para a CNEE, conforme já concedido para outras empresas analisadas, um custo adicional referente à alteração no custo de combustível dos veículos, no valor de **R\$ 1.134,09**.

27. Os valores detalhados dos mencionados ajustes são apresentados na Tabela IX.

Tabela IX
Custos adicionais da Empresa de Referência revisados em 2005

CNEE	DEZ/2001			FEV/2004		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Subestação móvel	70.000	30.000	100.000	87.124	41.218	128.343
Aluguel (ou amortização) dos Escritórios	-	169.488	169.488	-	232.868	232.868
Consumo Próprio de Energia	-	47.011	47.011	-	64.591	64.591
Complemento de Marketing – Publicações Legais	-	154.789	154.789	-	212.672	212.672
Materiais de Rede	30.000	12.000	42.000	37.339	16.487	53.826
Gerência de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	48.675	14.603	63.278	60.583	20.063	80.646
Edição de Outros Documentos	-	11.235	11.235	-	15.436	15.436
Tecnologia da Informação	-	64.200	64.200	-	88.208	88.208
Custo Ligação do call center	-	71.326	71.326	-	97.998	97.998
Preço de Veículos	-	77.413	77.413	-	106.362	106.362
Custo Combustível	-	825	825	-	1.134	1.134

CNEE	DEZ/2001			FEV/2004		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Custos Totais Adicionais	148.675	652.890	801.565	185.046	897.038	1.082.084
Custos Totais: NT Compl 2004	10.491.605	5.966.296	16.457.901	13.058.225	8.197.391	21.255.616
Custos Totais: NT Compl 2004 + Adicionais 2005	10.640.280	6.619.187	17.259.466	13.243.271	9.094.429	22.337.701

28. O valor final dos custos operacionais de **R\$ 22.337.700,55**, acrescido do montante de **R\$ 284.704,47** a título de “inadimplência regulatória”, resulta no valor de **R\$ 22.622.405,02**.

29. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela IX), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 307 empregados e um total de 65 veículos. A “Empresa de Referência” final está projetada para atender os 79.251 clientes (fevereiro de 2004), e por isto o custo operacional de Distribuição e Comercialização é de R\$ 281,86 por cliente. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 258 clientes/empregado.

IV.4 – BASE DE REMUNERAÇÃO

30. A CNEE apresentou um Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Bruta no valor de **R\$ 130.421.522,00** e uma Base de Remuneração Líquida de **R\$ 54.476.372,00**.

31. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF informou, mediante o Memorando nº 502/2004 SFF/ANEEL, de 17 de dezembro de 2004, e Memorando nº 510/2004 SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2004, a validação em definitivo da Base de Remuneração, de acordo com o disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, e na Nota Técnica n.º 178/2003-SFF/SRE/ANEEL, sendo a Base de Remuneração Bruta de **R\$ 64.596.812,41** e a Base de Remuneração Líquida de **R\$ 22.439.002,31**.

32. As principais inconsistências encontradas na fiscalização realizada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF/ANEEL, pertinentes à Base de Remuneração dessa Concessionária, estão relacionados a seguir.

i) GERAÇÃO

Durante o processo de fiscalização, o valor novo de reposição das usinas por quilowatt (kW) instalado foi analisado, comparando os valores apresentados no relatório de avaliação com a média do custo de instalação de uma amostra composta por onze usinas.

O valor novo de reposição apresentado no laudo para a usina em análise é de R\$ 21.969.225,77, enquanto a somatória de suas potências instaladas é de 1.000 kW, o que representa 21.969 R\$/kW instalado.

A ANEEL verificou que a média do custo de instalação por kW para onze usinas analisadas em reunião com as áreas técnicas SFG e SRD encontra-se no montante de 1.894,68 R\$/kW instalado. Considerando esta relação, o valor novo de reposição para as usinas analisadas deverá ser de R\$ 1.894.680,00.

ii) TERRENOS - Imóveis Avaliados

A SFF verificou que, no caso do imóvel 021, não foi levada em consideração a capacidade de uso da terra, uma vez que nenhum dos elementos da pesquisa ficou caracterizado quanto a este atributo. O valor apresentado no laudo equivale à 13.500 R\$/hectare ou 32.670 R\$/alqueire, o que pode ser considerado um valor muito elevado para um imóvel cuja consistência do solo está caracterizada como brejoso/pantanosos (página 3 do laudo de avaliação do imóvel). Sendo assim, aplicamos um ajuste equivalente a 50% do valor encontrado pela concessionária.

iii) RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS

Os orçamentos apresentados foram elaborados para a data-base de janeiro/04, resultando em diferenças, de acordo com a variação do Índice Nacional de Custos da Construção Civil (INCC) - coluna 35 da FGV (Fonte: Revista Conjuntura Econômica).

A SFF constatou que foram considerados custos ambientais indevidos, pois não foi comprovada a apropriação efetiva do seu custo no ativo imobilizado em serviço, nem foram apresentados os registros suplementares que permitam a identificação dos gastos com o meio ambiente, conforme item 6.3.14 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

No item Custos Indiretos dos orçamentos apresentados para Usinas, foram considerados itens em duplicidade, pois os custos relativos ao subitem 4.1 - Canteiro e Acampamentos, já haviam sido considerados nas páginas 4 a 21 do Laudo de Avaliação dos imóveis 21.

Também foram constatados valores incoerentes com a potência instalada da usina, tendo sido calculada a respectiva diferença de forma que o valor ajustado para a conta Reservatórios, Barragens e Adutoras resulte no montante apurado.

Também foram constatados valores incoerentes com a potência instalada da usina Reynaldo Gonçalves de 1.000 kW, cujo custo por kW instalado foi considerado no laudo no montante de 21.969 R\$/kW instalado. Considerando o valor de 1.894,68 R\$/KW, estabelecido por estudos efetuados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, apura-se uma diferença para a conta Reservatórios, Barragens e Adutoras de R\$ 3.752.521,66, que descontada dos demais ajustes encontrados, resulta no montante de R\$ 2.154.654,38.

iv) EDIFICAÇÕES, Obras Civis e Benfeitorias Avaliadas

Os orçamentos apresentados foram elaborados para a data-base de janeiro/04, enquanto a data-base do laudo é março/03, resultando em diferenças, de acordo com a variação do Índice Nacional de Custos da Construção Civil (INCC) - coluna 35 da FGV (Fonte: Revista Conjuntura Econômica).

Além disso, foi constatado procedimento inadequado para o cálculo da depreciação. Os procedimentos adotados para o cálculo da depreciação não respeitam o método da linha reta para a depreciação técnica, nem tampouco as taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para o ativo considerado, uma vez que são adotados procedimentos de cálculo visando a equalização de taxas de depreciação para grupos de ativos.

v) MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

A SFF constatou que os custos adicionais considerados estão em desacordo com a Resolução nº 493/02 e Nota Técnica 178/03, pois não foram considerados os custos praticados pelos fornecedores de serviços da região, bem como pela concessionária na execução dos projetos mais recentes e/ou preços negociados e / ou contratados com fornecedores de serviços.

Para os ativos de geração foram constatados valores incoerentes com a potência instalada da usina, tendo sido calculada a respectiva diferença de forma que o valor ajustado para a sub-conta Geração da rubrica Máquinas e Equipamentos resulte no montante apurado.

Constam equivocadamente no laudo apresentado, valores referentes à aplicação de Juros sobre Obras em Andamento, não praticados pela concessionária.

Para a conclusão do valor de reposição final a ser considerado para cada bem, a avaliadora não considerou o regime de compras praticado pela concessionária conforme preceitua a Nota Técnica 178/2003.

Também constam equivocadamente valores de mercado em uso e valores na Base de Remuneração relativos a Sobras físicas, uma vez que se presume a data de formação da conta, quando não há comprovação da idade da formação destes bens.

A concessionária apresentou cotação para um transformador de força de 34,5/13,8 kV 5 MVA com um valor de fábrica unitário de R\$ 257.677,68, porém adquiriu tal transformador por R\$ 62.750,00, o que representa um sobrepreço de 410%. Considerando que tal impropriedade também se aplica aos demais transformadores de força, efetuamos os devidos ajustes.

Além disso, foi constatado procedimento inadequado para o cálculo da depreciação. Os procedimentos adotados para o cálculo da depreciação não respeitam o método da linha reta para a

depreciação técnica, nem tampouco as taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para o ativo considerado, uma vez que são adotados procedimentos de cálculo visando a equalização de taxas de depreciação para grupos de ativos.

33. Conseqüentemente, a Base de Remuneração Bruta foi alterada de **R\$ 82.263.368,35** para **R\$ 64.596.812,41**, um decréscimo de **R\$ 17.666.555,94**, e a Base de Remuneração Líquida foi alterada de **R\$ 38.207.694,64** para **R\$ 22.439.002,31**, o que representou um decréscimo de **R\$ 15.768.692,33**. O valor da Base de Remuneração é **definitivo**.

IV.5 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

34. O valor da remuneração bruta de capital (próprio e de terceiros), constante da Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL, no valor de **R\$ 6.521.607,54** foi reduzido para **R\$ 3.830.075,80**, uma redução de **R\$ 2.691.531,74**.

IV.6 – QUOTA DE REINTEGRAÇÃO

35. Na Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL utilizou-se para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória, composta das quotas de depreciação e de amortização, a taxa de depreciação de **4,00%**. O valor dessa taxa foi alterado para **4,44%**. Assim, devido ao valor definitivo da Base de Remuneração Bruta e da Taxa de Depreciação, a Quota de Reintegração Regulatória foi alterada de **R\$ 3.290.534,73** para **R\$ 2.868.098,47**, representando um decréscimo de **R\$ 422.436,26**.

IV.7 – TRIBUTOS

36. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida, conforme consta da Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL foi de **R\$ 4.287.595,22**, correspondente a PIS/COFINS, no montante de **R\$ 3.503.549,54**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 784.045,68**. A alteração do valor da Receita Requerida, decorrente dos itens expostos, alterou o valor do PIS/COFINS para **R\$ 3.407.337,14** e o valor relativo a P&D para **R\$ 762.514,68** totalizando **R\$ 4.169.851,82**.

V - RECEITA VERIFICADA

37. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Resolução ANEEL nº 016/2004 e da Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL, de **R\$ 79.539.207,94**, não foi alterada. O mercado de **382.501 MWh** também não foi alterado.

VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

38. Conforme explicitado na Nota Técnica nº 053/2003-SRE/ANEEL, para o cálculo do reposicionamento tarifário são deduzidas da Receita Requerida as receitas de atividades extra-concessão, as receitas oriundas do uso do sistema de transmissão e de distribuição, as receitas de prestação de serviços e as receitas de arrendamento e de aluguéis. Segundo informações prestadas pela CNEE, a mesma não possui receita extra-concessão.

39. As receitas da CNEE, oriundas de Outras Receitas, constantes da Resolução Homologatória ANEEL n.º 016/2004, no valor de **R\$ 1.357.590,00** não foram alteradas.

40. A CNEE não possui receitas oriundas do uso do sistema de distribuição.

41. Portanto, o total de Outras Receitas a serem deduzidas da Receita Requerida não foi alterado.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

42. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da CNEE passou de **-1,43%** para **-4,13%** conforme cálculo a seguir.

$$RT = (R\$ 77.609.058,05 - R\$ 1.357.590,00) / R\$ 79.539.207,94$$

$$RT = -4,13\%$$

43. No marco do princípio do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão e com vistas ao atendimento da proposta mencionada no parágrafo anterior, a ANEEL está definindo o seguinte procedimento para aplicação do índice de reposicionamento tarifário (RT) resultante do processo de revisão tarifária periódica:

i) quando o RT resultante da revisão tarifária for superior ao índice que resultaria da hipótese de ser calculado o reajuste tarifário anual da concessionária (IRT), as tarifas serão reposicionadas em percentuais equivalentes a este último;

ii) para garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro, a diferença entre RT e IRT será convertida em acréscimos à Parcela B a serem adicionados em cada um dos quatro anos do próximo período tarifário, de modo que o fluxo de fundos da concessionária distribuidora durante o segundo período tarifário assegure-lhe a taxa de retorno (WACC) definida na presente revisão tarifária;

iii) dessa forma, o reposicionamento tarifário poderá ser implementado em duas etapas. A primeira, correspondente ao percentual de IRT, a ser implementada em 03/02/2004; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

44. O índice de reposicionamento é inferior ao índice estimado de reajuste tarifário anual da CNEE, de **9,81%**, de forma que não se aplica o procedimento de diferimento apresentado nos parágrafos anteriores, prevalecendo o Reposicionamento Tarifário de **-4,13%**.

45. Entretanto, com a definição do RP em **-4,13%**, a diferença entre os percentuais de **-1,43%** e **-4,13%** reverteu-se em uma diferença devida aos consumidores, de tal forma que a diferença de receita entre o reposicionamento tarifário definitivo de **-4,13%** e o provisório, **-1,43%**, aplicado em 3 de fevereiro de 2003 sobre as tarifas de fornecimento, será compensada no reajuste tarifário anual de 3 de fevereiro de 2004, conforme tabela abaixo.

Tabela X

Resultados Obtidos	
Receita Requerida Líquida - Provisória	77.252.059,11
Receita Requerida Líquida - Definitiva	75.256.659,53
Valor a ser incorporado à base econômica (RAo)	-1.995.399,58
Bolha Financeira corrigida pelo IGPM (= Definitivo - Provisório)	- 2.094.253,15
Atualização Monetária concedida	-98.853,57
IGPM do ANO-TESTE	12,2483%

46. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **-4,13%** é **definitivo**, resultado da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos da Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002.

VIII – FATOR X

47. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 055/2004, de 5 de abril de 2004, o Fator X é composto pelas seguintes componentes:

I - componente X_e que reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II – componente X_c que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC; e

III – componente X_a que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para a componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

48. O cálculo preliminar do Fator X_e para a CNEE, apresentado na Resolução Homologatória ANEEL nº 016, de 2 de fevereiro de 2004, e na Nota Técnica Complementar nº 053/2004-SRE/ANEEL, resultou em **1,52%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B, expostas anteriormente, o componente X_e foi alterado para **0,6062%**. Cabe lembrar que este percentual é **definitivo**, com a definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória.

49. Para os componentes X_c e X_a , calculados conforme Resolução Normativa ANEEL nº 055/2004, obtiveram-se os valores de **0,222%** (Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC = **66,89**) e **2,2474%** (variação do IGP-M = **12,2483%** e variação do IPCA = **7,4288%**), respectivamente. Entretanto, vale salientar que estes valores serão recalculados em cada reajuste tarifário, de acordo com o estabelecido nos Anexos II e III da Resolução Normativa ANEEL nº 55/2004.

50. O Fator X , a ser aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do tarifário, é resultado da seguinte igualdade:

$$X = (X_e + X_c) \cdot (IGPM - X_a) + X_a$$

Sendo:

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior".

51. Com a aplicação da fórmula acima, chegou-se ao valor de **3,1584%** para o Fator X da CNEE, conforme Resolução Homologatória ANEEL a ser publicada em 02 de fevereiro de 2005.

52. Quanto ao pleito da CNEE em relação à revisão da projeção de crescimento de mercado para o Ano-Teste, utilizada no cálculo do Componente X_e , a projeção tanto de demanda quanto do crescimento do número de consumidores foi recalculada. Assim, adequaram-se estas duas variáveis de forma a corrigir as trajetórias anteriormente previstas.

53. Para o cálculo do componente X_e , as informações enviadas pela CNEE, conforme Plano de Investimentos presente na Tabela abaixo, foram mantidas, as quais são as mesmas utilizadas no cálculo do valor preliminar do componente X_e , constante da Nota Complementar nº 053/2004.

ITEM	1.000 R\$
2004/2005	1.388
2005/2006	2.884
2006/2007	1.237
2007/2008	3.967

54. Em decorrência da aprovação da nova Base de Remuneração, os investimentos vinculados à expansão e renovação dos ativos foram recalculados para a determinação do componente Xe, conforme pleiteado pela CNEE, assim como os novos custos operacionais obtidos pela metodologia da Empresa de Referência também foram considerados.

55. A CAIUÁ pleiteou que os recursos destinados ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica com participação exclusiva da concessionária devem ser incorporados na metodologia de cálculo do Xe, pois afeta o equilíbrio econômico da concessão. Esse pleito não foi atendido porque esses investimentos terão tratamento na Base de Remuneração.

56. Os ajustes no processo de cálculo do componente Xe realizados foram:

i) Períodos de vida útil dos ativos – passaram de 30 anos para 24 anos. Este período foi adotado para redes, ramais e subestações.

ii) As taxas de desconto foram compatibilizadas com o novo valor de vida útil considerado. As taxas passaram de 5,0% para 6,3%.

iii) A demanda foi recalculada de forma que o crescimento esperado do mercado passou de 2,5% para 4,3%. Este valor deriva da composição ponderada entre os valores históricos da demanda e da elasticidade consumo avaliada para a região. Considerou-se um PIB estimado de 3,7% a.a e uma elasticidade-renda de 1,15 para a região da concessionária.

iv) A taxa de crescimento do número de consumidores também foi ajustada passando de 3,9% para uma taxa que cresce a 3,5%. Este parâmetro foi ajustado para que houvesse consistência entre a taxa de crescimento esperada pelo IBGE, para a região, e a incorporação esperada de novos consumidores a rede da CNEE.

57. Dessa forma, em função dos ajustes, o Fator Xe da CNEE foi recalculado e fixado em **0,6062%**.

IX – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

58. Nos termos do Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002, da Resolução CNPE no 12, de 17 de setembro de 2002, da Resolução ANEEL no 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto no 4.667, de 4 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da CNEE, à abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica dessa concessionária, de forma a dar início ao cronograma de retirada gradual dos subsídios cruzados, ao longo do período de 2004 a 2007. O efeito do realinhamento sobre as tarifas de fornecimento da CNEE das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela XI
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da CNEE

Reposicionamento Tarifário: - 4,13%	
Grupo	Impacto (%)
A2 (88 a 138 kV)	0,05
A3 (69 kV)	-1,18
A3a (30 a 44 kV)	-2,67
A4 (2,3 kV a 25 kV)	-1,21
BT (menor que 2,3 kV)	-4,89

X – OUTROS PLEITOS DA CNEE PARA O PROCESSO DE REVISÃO

a) Tributos – PIS/COFINS

59. A CNEE requer que a majoração das alíquotas seja incorporada na presente revisão tarifária evitando que seu pagamento ao longo do ano seja custeado pelo caixa da concessionária.

60. O passivo financeiro do PIS/PASEP e da COFINS, decorrente da mudança de alíquotas e de base de cálculo desses tributos estabelecida pelas Leis nº 10.637/02, nº 10.833/03 e nº 10.865/04, será atualizado monetariamente e, após validação pela SFF, será recuperado nos reajustes e revisões que ocorrerem a partir de 1º de outubro de 2004. Portanto, o reajuste tarifário anual, de 3 de fevereiro de 2005, tratará dessa questão.

b) Tributos – CPMF

61. A CNEE requer a inclusão da alíquota da CPMF no cálculo da receita requerida para o Ano –Teste. Entretanto, a ANEEL não considerou a CPMF na Receita Requerida, em virtude do entendimento da Procuradoria Geral da ANEEL, expresso no Parecer nº 144/2000-PGE/ANEEL, de 10 de julho de 2000, disponibilizado para as Concessionárias distribuidoras.

c) Contratação da empresa para atender a Resolução ANEEL nº 493/2002

62. A CNEE entende que o custo de contratação de empresa para atender a Resolução ANEEL nº 493/2002, por decorrer de exigência da própria ANEEL, deve ser incorporado ao índice de reajuste anual e solicita a adição do valor de R\$ 180.700,00 na tarifa de fornecimento.

63. Os custos incorridos pela CNEE referentes à reavaliação de ativos, no valor de **R\$ 180.700,00**, serão considerados provisoriamente no processo de reajuste tarifário anual de 2005, como um ajuste financeiro. Ressalta-se que esse valor foi informado pela CNEE e depende de validação pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE e pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

d) Implementação do MAE

64. Tendo em vista que o MAE já contabilizou e liquidou as operações entre setembro de 2000 a setembro de 2004, e cujos valores já foram auditados e aprovados pelas Empresas de Auditoria, a CNEE entende que os custos totais correspondentes à contribuição MAE desse período devem compor a base de cálculo do reajuste tarifário, no montante de **R\$ 713.078,48**.

65. A Lei nº 10.848, de 16 de março de 2004, estabelece a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica. No § 3º do art. 4º dessa Lei foi estabelecido que os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário. Portanto, o pleito da CNEE não será acatado.

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

e) O processo da primeira revisão tarifária periódica da CNEE foi **concluído** devido a validação, por parte da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, da Base de Remuneração nos termos da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, que serve de base para apuração da Remuneração de Capital, da Quota de Reintegração, e conseqüente reflexos no valor PIS/COFINS e P&D. Portanto, o reposicionamento tarifário é definitivo e de forma a assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CNEE é titular.

f) O componente Xe do Fator X da CNEE é também **definitivo** em função dos valores finais do reposicionamento tarifário periódico, conforme determinado na Resolução Normativa ANEEL nº 055/04. Nos próximos reajustes tarifários do segundo período tarifário da CNEE somente os componentes Xa e Xc serão calculados.

Cristina Schiavi Noda
Técnico

José Jurânio Rocha
Líder do Processo

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica