



**NOTA TÉCNICA Nº 210/2003-SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 127/2003-SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A - ELEKTRO**

AP 024/2003

**RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 429, DE 27 DE AGOSTO DE 2003**

Brasília, 17 de outubro de 2003

Nota Técnica n.º210/2003-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 127/2003-SRE/ANEEL

Em 17 de outubro de 2003.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S/A - ELEKTRO, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 429, de 26 de agosto de 2003.

I - OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica apresenta as alterações realizadas pela ANEEL na proposta preliminar de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S/A - ELEKTRO, constante da Nota Técnica nº 127/2003/SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 024/2003. Tais alterações expressam o resultado da análise das contribuições recebidas na referida Audiência Pública, bem como a substituição, por valores definitivos, de valores anteriormente previstos para determinados itens da Parcela A da Receita Requerida. Os resultados decorrentes das alterações aqui apresentadas resultaram nas tarifas estabelecidas mediante a publicação da Resolução ANEEL nº 429, de 26 de agosto de 2003.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a audiência pública AP 024/2003, o valor da Receita Requerida da ELEKTRO foi alterado de R\$ 2.181.324.741,16 para R\$ 2.165.526.178,80 e, conseqüentemente, o reposicionamento tarifário passou de 28,21% para 27,93%. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de R\$ 1.289.157.940,22 para R\$ 1.273.606.069,59, ou seja, uma redução de R\$ 15.551.870,63. Esse ajuste decorre de alterações efetuadas no valor dos custos com compra de energia e dos encargos tarifários, conforme se detalha no capítulo III desta Nota Técnica complementar.
3. A Parcela B, composta por custos operacionais eficientes, remuneração do capital, Quota de Reintegração e tributos, teve seu valor alterado de R\$ 892.166.800,94 para R\$ 891.920.109,21, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da ELEKTRO, no valor da remuneração do capital de terceiros e no valor dos tributos (PIS/PASEP/COFINS e P&D), cujas justificativas são apresentadas no capítulo IV.

III – VALORES FINAIS DA PARCELA A

III.1 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

4. Após a Audiência Pública AP 024/2003 os custos com compra de energia da ELEKTRO foram alterados de R\$ 882.906.881,24 para R\$ 880.078.892,72. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 429/2003.

Tabela I
Compra de Energia Elétrica da ELEKTRO e respectivas Tarifas Médias (R\$)

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica nº 127/2003 SRE/ANEEL		Resolução ANEEL nº 429/2002	
	R\$	Tarifa R\$/MWh	R\$	Tarifa R\$/MWh
ITAIPU	282.078.560,40	93,04	281.382.766,62	92,79
CONTRATOS INICIAIS	473.627.644,20	65,03	465.969.078,33	63,98
CESP	236.444.085,74	65,16	231.907.159,52	63,91
CESP Termo Aditivo 2003	95.666.178,49	65,42	93.830.695,30	64,17
DUKE	61.579.606,22	64,55	60.945.595,31	63,88
AES-TIETÊ	78.829.235,87	64,23	78.180.668,24	63,70
CERJ	1.016.558,58	96,61	1.012.980,66	96,27
SANTA CRUZ	91.979,30	105,72	91.979,30	105,72
CONTRATOS BILATERAIS	127.200.676,64	88,41	132.727.047,78	98,23
Com terceiros	126.377.475,72	88,41	132.727.047,78	98,23
FURNAS (Leilão de 6 anos)	7.611.497,79	86,75	7.554.599,32	86,11
CHESF (Leilão de 2 anos)	5.352.083,27	61	5.312.074,67	60,55
COPEL	96.281.711,08	98,46	54.420.056,72	99,07
COPEL II	-	-	48.374.872,57	110,14
MOEMA	6.058.273,00	117,98	6.058.273,00	117,98
COINBRA CRESCIUMAL	5.259.982,53	102,14	5.220.662,42	101,37
AMANARY	1.318.573,22	105,39	1.318.573,22	105,39
J. PILON	424.530,07	70,76	424.530,07	70,76
S. J. ESTIVA	1.976.577,24	54,99	1.961.801,67	54,58
ENERGY WORKS	1.691.349,50	65,06	1.678.706,10	64,57
USINA RIO GRANDE	402.898,02	103,15	402.898,02	103,15
A Contratar	823.200,92	8,38	-	-
TOTAL	882.906.881,24	75,05	880.078.892,72	75,36
- SOBRAS	0,00		(12.491.984,90)	97,65
TOTAL CONSIDERADO	882.906.881,24	75,05	867.586.907,82	75,12

5. A alteração do valor da energia elétrica adquirida de Itaipu Binacional se deve à substituição da taxa de câmbio prevista em R\$ 3,00/US\$ na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, para o valor efetivamente vigente na data de 22/08/2003, de R\$ 2,9926/US\$.
6. O valor da despesa com compra de energia dos contratos iniciais (com CESP, DUKE, AES-TIETÊ, CERJ e SANTA CRUZ) foi alterado em função da substituição da variação prevista do IGP-M para julho na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, de 26,19%, pela variação efetiva disponível em 30/07/2003, de 25,24%.
7. O valor da despesa com compra de energia dos contratos bilaterais foi alterado pelas seguintes razões: *i)* substituição da variação prevista do IGP-M para julho na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, de 26,19%, pela variação efetiva disponível em 30/07/2003, de 25,24%; *ii)* a assinatura de termo aditivo ao contrato com a COPEL para aquisição de montante adicional de energia de 50 MW médios ao preço de R\$ 81,06/MWh (referenciado a 01/09/2001) foi considerado como contrato à parte, o que resultou em valores diferentes para cada montante: R\$ 99,07/MWh para o contrato COPEL e R\$110,14/MWh para o contrato COPEL II; *iii)* foram atualizados os montantes de energia adquiridos mediante o contrato COPEL (de 544.024 MWh para 549.330 MWh); *iv)* foi atualizada a previsão do mercado de vendas para o ano-teste, resultando em sobra de energia de 127.921MWh, convertida em receita da ordem de R\$ 12.491.984,90, ao preço de R\$ 97,65/MWh (preço médio dos novos contratos bilaterais, isto é, os que não foram considerados no cálculo do último reajuste tarifário anual).
8. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da ELEKTRO a título de compra de energia passou de R\$ 882.906.881,24 para R\$ 867.586.907,82.

III.2 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

9. Nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras com data contratual de revisão estabelecida para o mês de abril/2003, as perdas de Rede Básica foram consideradas no montante de 2,5% – que corresponde ao valor homologado pela ANEEL quando da separação das atividades de geração, transmissão e distribuição (desverticalização) – e as perdas de Itaipu não foram consideradas.
10. Posteriormente, a ANEEL passou a adotar, para as perdas de Rede Básica, o conceito estabelecido na Resolução ANEEL nº 40, de 30/01/03, onde os fatores de perda associados aos agentes de geração e de consumo passaram a ser considerados em um único mercado para todo o sistema interligado. Dessa forma, a perda da Rede Básica para todo o sistema interligado passou a ser única e no valor contabilizado pelo MAE, o qual, no período setembro de 2000 a setembro 2002 foi de 2,98%.
11. As perdas de energia elétrica relativas à energia de Itaipu passaram a ser reconhecidas para cada concessionária cotista de Itaipu, em valor equivalente ao valor médio das perdas de Rede Básica para atendimento a cotista, obtido a partir do histórico de perdas contabilizado pelo MAE.
12. Quanto às perdas de distribuição, é importante destacar inicialmente que, se o Regulador não fixar um patamar máximo admitido de tais perdas e permitir o repasse das perdas informadas pelas concessionárias distribuidoras para a Parcela A, sem limitações, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. Com efeito, por um lado, estaria convalidando uma gestão ineficiente do setor e, por outro, prejudicaria os consumidores que cumprem suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos

valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia.

13. Conforme esclarecido na seção IV.4 da Nota Técnica nº 127/2003/SRE/ANEEL, há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica (técnicas e não técnicas), que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. O Regulador do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. A experiência dos países da América Latina que realizaram reformas no setor elétrico na década de 90 mostra que, com um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência de gestão, podem se obter resultados excelentes no esforço de redução de perdas no serviço de distribuição, com inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto.
14. O tratamento regulatório sobre este tema, a ser implementado pela ANEEL, encontra-se na seção V.1.3.3 da Nota Técnica nº 127/2003/SRE/ANEEL. Coerentemente com estes princípios, a ANEEL efetuou, para a determinação das perdas de distribuição consideradas como ponto de partida (isto é, no ano-teste), uma análise do histórico de perdas e arbitrou um valor que considerou consistente com esse histórico. Nos casos em que as perdas informadas não eram consistentes com o histórico de perdas, foi arbitrado um montante considerado adequado como critério regulatório. Até que se concluam os estudos técnicos sobre perdas de energia elétrica mencionados nas Notas Técnicas apresentadas em audiência pública, o montante de 1.152.444 MWh considerado para as perdas da ELEKTRO não será revisto. Esse montante corresponde a 11,08% sobre o mercado de vendas de 10.397.240 MWh.

III.3 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

15. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da ELEKTRO foi reduzido de R\$ 406.251.058,97 para R\$ 406.019.161,77.

Tabela II
Encargos Tarifários da ELEKTRO (em R\$)

Encargos Tarifários	Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL	Resolução ANEEL 429/2003
Reserva Global de Reversão – RGR	19.623.824,52	20.268.634,90
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	3.529.190,17	3.529.190,17
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	73.946.409,12	73.946.409,12
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	46.645.342,03	46.645.342,03
Operador Nacional do Sistema – ONS	94.678,56	94.678,56
Transmissão Nodal	40.675.381,07	40.675.381,07
Rede Básica	135.020.021,36	135.020.021,36
Encargos de Conexão	67.195.805,08	66.693.494,00
Transporte ITAIPU	14.868.309,56	14.868.309,56
Despesa com o uso do Sistema de Distribuição	4.652.097,50	4.277.701,00
Total Encargos Tarifários	406.251.058,97	406.019.161,77

16. Os valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Transmissão Nodal, da Rede Básica e dos Encargos de Conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, não foram alterados.
17. O valor da Reserva Global de Reversão (RGR) adotado anteriormente era uma previsão calculada pela SFF/ANEEL. O novo valor é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante do Despacho SFF/ANEEL nº 453 e 454, de 23/07/2003.
18. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, eram previstos para março de 2003. O valor definitivo foi estabelecido pela Resolução nº 429, de 26/08/03.

IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

19. O valor da Parcela B da ELEKTRO, constante da Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de R\$ 892.166.800,94. Na Resolução ANEEL nº 429/2003 o valor considerado foi de R\$ 891.920.109,21. A redução de R\$ 246.691,73 decorre de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da ELEKTRO, no valor da remuneração do capital de terceiros e no valor dos tributos (PIS/PASEP/COFINS e P&D). As justificativas são apresentadas a seguir.

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

20. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à ELEKTRO, apresentada na Nota Técnica no 127/2003-SRE/ANEEL, era de R\$ 332.196.262,19, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da ELEKTRO em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de R\$ 7.538.676,19. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL está adotando um conceito de custo operacional “transitivo” da “Empresa de Referência”, que evolui seguindo uma “trajetória regulatória” descendente, sob a forma de um percentual do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado em 2002, cujo valor é de 0,5% na data do reposicionamento tarifário e chega a 0,2% ao concluir-se o segundo período tarifário, como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas.

21. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à ELEKTRO, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 127/2003/SRE/ANEEL.

Tabela III
Custos Operacionais da ER relativa à ELEKTRO (R\$ de dezembro de 2001)

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.006.887	2.248.915	6.255.802
	Diretoria de Administração	2.858.962	2.391.456	5.250.418
	Gerência de RH	1.134.619	183.946	1.318.565
	Gerência de Sistemas	2.170.651	4.344.692	6.515.343
	Diretoria de Finanças	2.909.382	422.966	3.332.347
	Diretoria de Distribuição	8.803.339	8.585.960	17.389.298
	Diretoria Comercial	8.047.127	8.022.227	16.069.354
Estrutura Regional	Gerências Regionais	20.288.527	4.920.868	25.209.395
	Escritórios Comerciais	15.173.166	5.546.562	20.719.728
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	9.616.676	16.234.553	25.851.230
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	49.025.873	37.499.150	86.525.022
Custos Totais / Ano		124.035.208	90.401.295	214.436.503

22. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 127/2003/SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- i) Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER 58% correspondem a gastos de pessoal e 42% a materiais e serviços. Dentro do item materiais e serviços têm um peso importante os veículos e equipes especiais;
- ii) O maior peso nos custos está nos processos de Operação e Manutenção, com 40% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com

10%, e do Processos e Atividades de Comercial com 12%. Os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 52% dos custos totais como consequência de possuírem a maior parte tanto do pessoal alocado como dos demais recursos envolvidos. Cerca de 59% dos custos de Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial correspondem a gastos de pessoal;

iii) Quanto às unidades centrais e regionais, Administração têm 2% dos custos totais, Financeira têm 2% dos custos totais, Distribuição com 8%, Comercialização com 7%, as gerências regionais com 21% e os Conselhos e Presidência com 1%. As unidades centrais e regionais concentram 48% dos custos totais. Cerca de 36% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso importante das anuidades dos sistemas informatizados nas gerências das diretorias.

23. É importante analisar a distribuição de pessoal entre as diferentes unidades e os Processos e Atividades da ER. A tabela a seguir mostra as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

Tabela IV
Distribuição de Pessoal entre Setores e Processos e Atividades da “ER” relativa à ELEKTRO

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Quantidade de Pessoal	Pessoal / Unidade Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	50	1%
	Diretoria de Administração	73	2%
	Gerência de Rh	32	1%
	Gerência de Sistemas	53	1%
	Diretoria de Finanças	74	2%
	Diretoria de Distribuição	169	4%
	Diretoria Comercial	348	9%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	484	12%
	Escritórios Comerciais	511	13%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	619	16%
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	1.516	39%
Total de Pessoal		3.929	100%

24. Uma primeira conclusão importante é que a ER tem uma relação de 437 clientes/empregado – o que se considera adequado para uma distribuidora de energia elétrica. A quantidade de pessoal considerada no desenho original da “Empresa de Referência” baseia-se na premissa de que a totalidade dos processos e atividades desempenhados pela ER são realizados com recursos próprios, isto é, não há terceirização de atividades.

25. A outra conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 54% da força de trabalho. Esta percentagem é muito lógica, dado que estes Processos e Atividades são os grandes consumidores de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.
26. Corrigindo-se os resultados para preços de agosto de 2003, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação do IPCA, de 21,02% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 32,42%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 25,8%.

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à ELEKTRO (R\$ de julho de 2003)

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.849.286	2.978.063	7.827.349
	Diretoria de Administração	3.460.024	3.166.819	6.626.843
	Gerência de RH	1.373.159	243.585	1.616.744
	Gerência de Sistemas	2.627.004	5.753.337	8.380.341
	Diretoria de Finanças	3.521.044	560.101	4.081.145
	Diretoria de Distribuição	10.654.133	11.369.718	22.023.852
	Diretoria Comercial	9.738.937	10.623.211	20.362.148
Estrutura Regional	Gerências Regionais	24.553.942	6.516.322	31.070.264
	Escritórios Comerciais	18.363.139	7.344.880	25.708.019
Processos e Atividades	Comerciais	11.638.464	21.498.154	33.136.619
	Operação e Manutenção	59.332.963	49.657.204	108.990.167
Custos Totais / Ano		150.112.094	119.711.396	269.823.490

27. Os ativos específicos do negócio de distribuição de energia elétrica (redes, subestações, transformadores, etc.) são o capital remunerado e devem ser considerados na Base de Remuneração Regulatória (BRR). Nos gastos da "Empresa de Referência" se incluem as anuidades correspondentes aos ativos não específicos do negócio regulado (veículos, escritórios, sistemas informatizados, almoxarifados).
28. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica 127/2003/SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:

- i)* Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos anuais;
- ii)* Iluminação Pública: considerou-se o número de pontos e os custos unitários do modelo de cálculo da "Empresa de Referência";
- iii)* Manutenção em Linha Viva: consideraram-se valores coerentes com os das demais empresas em processo de revisão tarifária até o momento, tendo em conta a quantidade de instalações;

- iv) Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para agosto de 2003 (4,88%);
- v) Crescimento Processos Operação e Manutenção: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do Operação e Manutenção tendo em conta o crescimento dos ativos para agosto de 2003 (3,41%);
- vi) Encargos de Pessoal Adicionais: reconheceu-se o montante de encargos adicionais sobre o salário base, de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL, apresentados na tabela a seguir;

Adicionais de Pessoal - Conceitos Reconhecidos na ER
Adicional por tempo de serviço
Auxílio alimentação
Cesta básica
Vale transporte + fretado
Creche
Assistência médica
Assistência odontológica
Medicina ocupacional
Contribuição PSAP e F.CESP
SENAI / SESI
INCRA e FUNRURAL
Salário educação
Seguro e acidente do trabalho
SEBRAE

- vii) Ouvidoria: adotou-se o montante informado pela empresa, considerado razoável.
- viii) Subestação Móvel: adotou-se o montante informado pela empresa, considerado razoável;
- ix) Cabo Submarino Ilha Bela: adotou-se o montante informado pela empresa, considerado razoável;
- x) Manutenção de Equipamentos Especiais: adotou-se a parcela correspondente a equipamentos de manutenção em linha viva e outros não incluídos nos processos de Operação e Manutenção.
- xi) Edição de Outros Documentos: considerou-se o mesmo custo unitário de edição de faturas;
- xii) PCH Lobo: adotou-se o montante informado pela empresa, considerado razoável;
- xiii) Seguros: foi adicionado o montante correspondente a 0,035% do valor dos ativos da rede, a título de seguros de instalações, que é uma exigência dos contratos de concessão.

29. Os valores resultantes dos mencionados ajustes são apresentados na tabela a seguir.

Tabela VI
Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 127/2003/SRE/ANEEL

ELEKTRO	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM AGOSTO 2003 (R\$)		
Adicionais	PESSOAL	MAT. E SERVIÇOS	TOTAL/ANO	PESSOAL	MAT. E SERVIÇOS	TOTAL/ANO
Engenharia e Supervisão de obras	776.300	332.700	1.109.000	939.508	440.569	1.380.076
Iluminação Pública (506.012 pontos)	3.569.547	3.987.246	7.556.793	4.320.000	5.280.000	9.600.000
Manutenção em linha Viva	3.106.828	3.201.880	6.308.707	3.760.000	4.240.000	8.000.000
Crescimento Processos Comercial	468.973	791.705	1.260.678	567.569	1.048.393	1.615.962
Crescimento Processos Operação e Manutenção	1.673.580	1.280.096	2.953.676	2.025.430	1.695.131	3.720.561
Encargos de pessoal adicionais	21.875.846	0	21.875.846	26.474.976	0	26.474.976
Ouvidoria	816.584	417.925	1.234.509	988.260	553.426	1.541.686
Subestação Móvel	448.479	104.925	553.405	542.767	138.944	681.711
Cabo Submarino I. Bela	117.745	107.610	225.356	142.500	142.500	285.000
Manut. Equip. Especiais	155.521	142.135	297.656	188.218	188.218	376.436
Edição de Outros Documentos	0	121.532	121.532	0	160.935	160.935
PCH Lobo	0	215.372	215.372	0	285.200	285.200
Seguros	0	997.115	997.115	0	1.320.402	1.320.402
Total de Adicionais	33.009.404	11.700.241	44.709.645	39.949.227	15.493.719	55.442.946

30. No Anexo I da Nota Técnica nº 127/2003/SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 270.778.832,00 e custos adicionais no valor de R\$ 53.878.753,00, resultando um total de R\$ 324.657.586,00 (valores de agosto 2003). De acordo com o exposto sobre o cálculo da “Empresa de Referência” e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 024/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da ELEKTRO.

Tabela VII

Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 024/2003

ELEKTRO	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001			CUSTOS EM AGOSTO 2003		
	PESSOAL (R\$)	MAT. E SERV. (R\$)	TOTAIS / ANO (R\$)	PESSOAL (R\$)	MAT. E SERV. (R\$)	TOTAIS / ANO (R\$)
Custos Totais ER/Ano	124.035.209	90.401.295	214.436.504	150.112.094	119.711.396	269.823.490
Custos Totais Adicionais	33.009.404	11.700.241	44.709.645	39.949.227	15.493.719	55.442.946
Custos Totais com Adicionais (R\$)	157.044.613	102.101.536	259.146.149	190.061.321	135.205.114	325.266.435

31. Os valores finais, acrescidos do montante de R\$ 7.538.676,19 a título de "inadimplência regulatória", resultaram em R\$ 332.805.111,19, conforme considerado na Resolução nº 429, de 26 de agosto de 2003. O único item de custo agregado após a audiência pública é relativo a "Seguros de Instalações". Os demais ajustes decorrem essencialmente da substituição de valores previstos para a variação do IGPM e do IPCA (para os meses de junho e julho de 2003) por valores efetivos disponíveis na data da revisão tarifária.
32. 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 0,2% 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.
33. Considerando o total dos custos reconhecidos na "Empresa de Referência" (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 4.282 empregados e uma quantidade total de veículos de 861. Conseqüentemente, a "Empresa de Referência" final passou a ter uma relação de 420 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 181,00 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

34. O valor dos tributos considerado no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL foi de R\$ 117.342.309,79, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de R\$ 95.678.664,68, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de R\$ 21.663.645,12. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens acima expostos implicou em novos valores

para PIS/PASEP/COFINS e P&D, no montante de R\$ 94.981.109,57 e R\$ 21.505.659,49, respectivamente.

V – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

35. Conforme explicitado na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, para o cálculo do reposicionamento tarifário são deduzidas da Receita Requerida as receitas de atividades extra-concessão, a receita de suprimento, 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.
36. As receitas da ELEKTRO oriundas do uso do sistema de distribuição, valoradas em R\$ 15.738.480,00 na referida Nota Técnica, foram posteriormente atualizadas para R\$ 38.311.868,77. O item Outras Receitas, não sofreu variação, permanecendo no valor de R\$ 11.431.039,16. Assim, o total de deduções da Receita Requerida passou de R\$ 27.169.519,16 para R\$ 49.742.907,93.

VI – RECEITA VERIFICADA

37. A Receita Verificada que consta da Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, no valor de R\$ 1.680.149.546,03, foi alterada para R\$ 1.653.830.776,47, em razão da atualização da previsão de mercado de vendas de 10.632.936 MWh para 10.397.240 MWh.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

38. Conforme explicitado na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, o reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre o valor da Receita Requerida para o ano-teste e o valor da Receita Verificada da concessionária no mesmo período, sendo deduzidas da Receita Requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de atividades extra-concessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme a fórmula a seguir.

$$\text{Reposicionamento Tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita extra-concessão} - \text{Receita de Suprimento} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$$

39. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da ELEKTRO passou de **28,21%** para **27,93%**, conforme cálculo a seguir.

$$RT = (2.165.526.178,80 - 0,00 - 0,00 - 49.742.907,93) / 1.653.830.776,47$$

$$RT = 27,93\%$$

40. Conforme salientado na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL, a ANEEL está consciente que, em alguns casos, a aplicação imediata das tarifas justas pode representar um impacto econômico significativo sobre os consumidores de energia elétrica. Entretanto, entende-se que essa circunstância não pode nem deve invalidar a aplicação dessas tarifas, uma vez que as conseqüências poderiam ser muito mais negativas para esses mesmos consumidores. Considerando essa realidade, a ANEEL está aplicando as tarifas resultantes da revisão tarifária periódica em etapas, de modo a atenuar o impacto sobre os consumidores e, ao mesmo tempo, manter inalterada a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão associada a essas tarifas. Este é um direito da concessionária distribuidora que a ANEEL respeitará estritamente. Assim, no marco do princípio do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão a ANEEL está definindo o seguinte procedimento para aplicação do índice de reposicionamento tarifário (RT) resultante do processo de revisão tarifária periódica da ELEKTRO:

- 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 será implementado em duas etapas. A primeira, correspondente ao percentual de IRT, será implementada em 27/08/03; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

41. À época em que foi apresentada a Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL em Audiência Pública, o IRT fora estimado em 21,75% e a diferença entre o RT e o IRT, em reais, foi de R\$ 134.939.894,00. Já para publicação das tarifas mediante a Resolução ANEEL nº 429/2003, o cálculo do IRT foi atualizado obtendo-se o percentual de 20,25%, e a diferença, em reais entre o RT e o IRT, passou para R\$ 170.471.146,00.

42. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **27,93%** é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002. Eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório de reposicionamento tarifário e o definitivo, será corrigida no reajuste tarifário anual da concessionária.

VIII – FATOR X

43. O cálculo preliminar do componente X_e do Fator X para a ELEKTRO, apresentado na Nota Técnica nº 127/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **2,38%**, percentual que permaneceu inalterado na Resolução ANEEL nº 429/2003. Convém esclarecer que o percentual final do componente X_e depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que será estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória. Assim, o valor do componente X_e será recalculado pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário anual da concessionária, após a determinação do reposicionamento tarifário definitivo.
44. O cálculo do componente X_c será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da ELEKTRO, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 429/2003.
45. Após a realização das audiências públicas sobre a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras com data contratual estabelecida para abril/2003, o Poder Executivo, mediante a Resolução CNPE nº 1, de 4 de abril de 2003, estabeleceu que *“(...) a ANEEL, mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGP-M \pm X, defina metodologia de cálculo dos valores de ‘X’ a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais, considerando, para o componente mão de obra da ‘parcela B’, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”*
46. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado X_a nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras. Conforme disposto nestas resoluções, o valor do componente X_a será calculado em cada reajuste tarifário anual e sua metodologia de cálculo será discutida com a sociedade em audiência pública. Assim, a ANEEL disponibilizou, em 13 de novembro de 2003, na Audiência Pública AP 043/2003, a Nota Técnica nº 214/2003-SRE/ANEEL, disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br. Nesta Nota Técnica a ANEEL apresenta proposta de consolidação da metodologia de cálculo do Fator X – cujo processo de discussão pública teve início em outubro de 2002, mediante a Audiência Pública AP 023/2002 – e proposta específica para o cálculo do componente X_a do Fator X.
47. Portanto, o Fator X total será o resultado dos três componentes mencionados:

$$\text{Fator X} = f(X_e, X_c, X_a)$$

IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

48. Os componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica consistem: *i)* na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A; *ii)* as Garantias Financeiras, para compensar os gastos financeiros dados em garantia nas operações necessários para sustentação dos investimentos públicos e privados no setor elétrico; *iii)* na Conta Especial para compensar os custos administrativos das concessionárias de distribuição durante o período de vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica (PERCEE); e *iv)* na Recomposição Tarifária

Extraordinária para recompor a perda de receita da concessionária ocorrida durante o PERCEE, para compensar o montante relativo às variações de valores de itens da Parcela A, constantes dos contratos de concessão, no período de 01/01/2001 a 25/10/2001 e para compensar o montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE durante a vigência do PERCEE.

49. Em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4/04/2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, o valor da CVA da ELEKTRO, calculado em R\$ 101.034.321,38, não foi incorporado às tarifas da ELEKTRO em 26/08/2003, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
50. O valor do PERCEE da ELEKTRO soma R\$ 9.835.093,82 e incrementou o índice de reposicionamento em 0,46 ponto percentual.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

51. 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 ELEKTRO, 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 2003 a 2007. O efeito do realinhamento sobre as tarifas de fornecimento da ELEKTRO dos distintos subgrupos de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela IX
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da ELEKTRO

Reposicionamento Tarifário: 20,25%	
Subgrupo	Variação
A2	23,93%
A3	22,61%
A3A	20,21%
A4	19,37%
BT	20,08%

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

52. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a ELEKTRO é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão tarifária periódica. Importa salientar que o equilíbrio obtido no ano-teste é o resultado da aplicação de metodologias que contemplem, de forma coordenada, os conceitos fundamentais de custos operacionais

que atendam a critérios de eficiência e de remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço aos consumidores.

53. Para estabelecer custos operacionais que atendam a critérios de eficiência a ANEEL adotou uma metodologia não “invasiva” (“Empresa de Referência”) para apurar os custos operacionais, entendendo como tal aqueles que sejam justos que paguem os clientes nas tarifas. Nos termos desta metodologia, as decisões com relação à gestão operacional da concessionária são de sua responsabilidade exclusiva e não cabe ao Regulador validar os procedimentos adotados pela empresa para sua gestão operacional. Nos capítulos 1 e 2 do Anexo I das Notas Técnicas relativas às revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição, disponibilizadas nas respectivas audiências públicas no endereço www.aneel.gov.br, se apresentam em detalhes os argumentos pelos quais a ANEEL decidiu utilizar a metodologia de “Empresa de Referência” para determinar os custos operacionais das concessionárias de distribuição de energia elétrica nas revisões tarifárias periódicas.

54. A remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço é o resultado da aplicação do disposto na Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002. O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução. Tendo em vista que os valores definitivos da Base de Remuneração Regulatória e da Quota de Reintegração Regulatória serão estabelecidos após a realização de audiência pública específica sobre a matéria, importa destacar que o percentual de reposicionamento tarifário de 27,93% deverá ser ajustado após a definição desses valores. A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório de reposicionamento tarifário e o percentual definitivo será corrigida no reajuste tarifário anual de 27 de agosto de 2004.

55. Para o cálculo do Fator X a ANEEL está utilizando um enfoque consistente com os princípios do regime de regulação por incentivos e que assegura a manutenção, durante todo o segundo período tarifário, da condição de equilíbrio definida no reposicionamento tarifário. O componente de produtividade (X_e), calculado pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), pretende determinar exclusivamente os efeitos de uma maior produtividade derivados do crescimento do mercado – e não da gestão da concessionária – sobre seus custos operacionais. Com efeito, o crescimento do mercado de vendas, seja vertical (de consumo de energia elétrica dos consumidores existentes) ou horizontal (conexão de novos clientes em área servida) pode ser atendido pela concessionária com custos incrementais menores que os definidos no reposicionamento tarifário. Igualmente ao tratamento dado aos ganhos de eficiência obtidos pela concessionária durante o primeiro período tarifário, a ANEEL considera justo que a concessionária se aproprie integralmente dos ganhos de eficiência que ela for capaz de obter ao longo do segundo período tarifário, com relação aos valores de custos fixados na revisão tarifária periódica, segundo o conceito de “Empresa de Referência” (ER). Trata-se de um reconhecimento à maior eficiência da concessionária, coerente com o regime de regulação por incentivos. Entretanto, não é justo que os ganhos de produtividade – isto é, os ganhos que não decorrem da eficiência da concessionária – sejam por ela retidos. Daí o componente X_e pelo método FCD repassar integralmente tais ganhos aos clientes. Para eliminar o efeito de incertezas associadas ao comportamento do mercado no segundo período tarifário, a ANEEL adotará um mecanismo adequado e transparente que consiste em recalcular o componente X_e , mediante o método FCD, ao final do período tarifário, quando os valores reais de demanda de energia e de investimentos forem conhecidos. Eventuais diferenças entre esse valor recalculado e o aplicado

durante cada reajuste do período tarifário, serão convertidas em montantes que se adicionarão (ou se deduzirão) à Parcela B a ser definida no marco da próxima revisão tarifária periódica. Além disso, em cada reajuste tarifário anual serão calculadas as diferenças entre os valores anuais acumulados do mercado de vendas previsto e do efetivamente verificado e, quando essas diferenças, em valores absolutos, resultarem superiores a 2,5% do valor acumulado do mercado de vendas previsto (na data da revisão tarifária periódica), o recálculo será efetuado antecipadamente, isto é, na data do reajuste tarifário anual da concessionária.

56. O componente de qualidade (X_c) é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do usuário do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica, ainda que o ponto de vista desse usuário seja, por definição, subjetivo. É igualmente claro o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva. A ANEEL procedeu a alterações na forma de cálculo do *Fator X_c* , em face das contribuições recebidas nas audiências públicas, de forma que o valor do componente X_c pode resultar em punição ou em prêmio à concessionária, dependendo da avaliação do consumidor sobre o serviço prestado. Além disso, as comparações passaram a ser entre concessionárias de um mesmo grupo.
57. Finalmente, é importante esclarecer que a ANEEL, a partir das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos desde a Audiência Pública AP 023/2002, apresentou novamente a metodologia de cálculo do Fator X para discussão pública, com vistas à sua consolidação, mediante a Audiência Pública AP 043/2002.

Maurício de Oliveira Abi-Chahin
Técnico

Ricardo Romano
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica