



**NOTA TÉCNICA Nº 051/ 2004–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 218/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ - CLFSC
AP 033 / 2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 23, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004**

Brasília, 12 de março de 2004

Nota Técnica n.º 051/2004-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 218/2003-SRE/ANEEL

Em 12 de março de 2004.

Assunto: Resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica da **Companhia Luz e Força Santa Cruz – CLFSC** – Resolução Homologatória ANEEL Nº 23, de 2 de fevereiro de 2004.

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 - **Companhia Luz e Força Santa Cruz – CLFSC**, constante da Nota Técnica n.º 218/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP Nº 033/2003. 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 Homologatória ANEEL nº 23, de 2 de fevereiro de 2004.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a Audiência Pública AP Nº 033/2003, o valor da Receita Requerida da SANTA CRUZ (CLFSC) foi alterado de **R\$ 155.906.470,46** para **R\$ 157.549.501,15**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 67.668.436,13** para **R\$ 67.491.468,51** ou seja, uma redução de **R\$ 176.967,62**. 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\$ 88.238.034,34** para **R\$ R\$ 90.058.032,64**, representando um incremento de **R\$ 1.819.998,30**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da SANTA CRUZ (CLFSC) 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 N° 033/2003 os custos com compra de energia da SANTA CRUZ (CLFSC) foram alterados de **R\$ 45.061.486,05** para **R\$ 41.271.757,16**, representando uma redução de **R\$ 3.789.728,89**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica n° 218/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução Homologatória ANEEL n° 23/2004.

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

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica n° 218/2003 SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL n° 23/2004	Tarifa R\$/MWh
ITAIPU	-	-	-	-
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-	-
CONTRATOS INICIAIS	23.043.309,22	80,12	22.895.347,33	81,35
DUKE ENERGY	22.915.849,87	80,06	22.759.972,43	81,27
COPEL	127.459,36	92,75	135.374,90	98,51
CONTRATOS BILATERAIS	13.359.000,00	76,25	18.376.409,84	62,12
Com Terceiros	13.359.000,00	76,25	12.680.471,84	72,38
DUKE ENERGY (L.Prazo)	13.359.000,00	76,25	12.680.471,84	72,38
LEILÃO	-	-	5.695.938,00	47,23
FURNAS	-	-	5.695.938,00	47,23
EXPOSIÇÃO / SOBRAS	8.659.176,83	59,47	93.039,79	47,23
TOTAL	45.061.486,05	52,57	41.271.757,16	51,15

5. O valor das despesas com a compra de energia dos contratos iniciais (DUKE ENERGY e COPEL), foi alterado de **R\$ 23.043.309,22** para **R\$ 22.895.347,33**, com base nas tarifas de compra e venda de energia constantes das Resoluções Homologatórias ANEEL n°s 9 e 11, de 30/01/2004 e 2/02/2004, respectivamente.
6. O valor da despesa com compra de energia dos contratos bilaterais com terceiros (DUKE ENERGY Longo Prazo), foi ajustado de **R\$ 13.359.000,00** para **R\$ 12.680.471,84**, em razão da adoção do critério de atualização do reajuste desse Contrato Bilateral registrado na ANEEL, sob n° 143/2003, com base na Nota Técnica n° 62/2003-SEM/ANEEL, de 16/07/2003, cuja conclusão recomendou como o preço máximo de contratação o próprio preço do contrato. Assim, o preço do Contrato para 2004, corresponde a R\$ 66,00/MWh. Considerando o Ano-Teste da Empresa, o referido preço foi atualizado até janeiro/2004.

7. O Valor da despesa com exposição de energia de **R\$ 8.659.176,83** apresentado na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, foi alterado em razão do registro na ANEEL, do contrato de compra e venda, firmado entre a Compradora SANTA CRUZ (CLFSC) e Vendedora FURNAS - Centrais Elétricas S/A, originado no 5º Leilão promovido pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, em 27/11/03, conforme diretrizes dispostas no art. 27 da lei nº 10.438, de 26/04/02, art. 2º da Lei nº 10.604, de 17/12/02, Decreto nº 4.562, de 31/12/02, Decreto nº 4.667, de 04/04/03 e Resolução ANEEL nº 246, de 23/05/03. Assim, foi considerado como despesa relativa ao Leilão o valor de **R\$ 5.696.938,00**.
8. A SANTA CRUZ (CFLSC) para o Ano-Teste, de acordo com o balanço energético, deverá ficar com Sobras de energia de **1.970 MWh**. Essas Sobras foram expurgadas ao preço de **R\$ 47,23/MWh**, representando uma redução de despesa com compra de energia no valor de **R\$ 93.039,79**.
9. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da SANTA CRUZ (CLFSC) a título de compra de energia passou de **R\$ 45.061.486,05** para **R\$ 41.271.757,16** incluindo as perdas de energia elétrica, que não sofreram qualquer alteração em relação aos valores constantes da Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL.

III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

10. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da SANTA CRUZ (CLFSC) passou de **R\$ 22.606.950,08** para **R\$ 26.312.751,14**.

Tabela II
Encargos Tarifários da SANTA CRUZ (CLFSC) (em R\$)

Encargo Tarifário	Nota Técnica nº 218/2003 SRE/ANEEL	Resolução ANEEL nº 23/2004	Diferença
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	4.941.267,33	7.011.431,99	(2.070.164,66)
Reserva Global de Reversão – RGR	1.761.433,77	1.907.383,68	(145.949,91)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	254.116,23	363.073,99	(108.957,76)
Operador Nacional do Sistema – ONS	58.928,58	58.928,58	-
Rede Básica	5.024.415,00	5.024.414,75	0,25
MUST Contratos Iniciais	4.315.285,00	4.422.847,11	(107.562,11)
MUST Itaipu	-	-	-
Conexão	2.226.784,68	2.234.807,84	(8.023,16)
Transporte de Itaipu	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	3.339.689,38	4.604.679,52	(1.264.990,14)
Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD	-	-	-
Compensação Financeira	685.030,11	685.183,69	(153,58)
Total de Encargos Tarifários	22.606.950,08	26.312.751,14	(3.705.801,07)

11. O valor final da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para o exercício de 2004, foi homologado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3, de 30/01/2004.
12. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 26 e 27, de 23/01/2004.
13. A alteração no valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) decorreu da definição do valor definitivo, constante da Nota Técnica nº 028/2004-SRE/ANEEL, de 20/02/04 e mediante o Anexo III da Resolução nº 23, de 2/02/2004.
14. Os valores relativos aos encargos de Montantes de Uso de Transmissão e de Rede Básica foram alterados em virtude do acréscimo dos montantes, apresentados pela concessionária por intermédio de aditivos aos contratos de uso do Sistema de Transmissão.
15. O valor relativo aos encargos de Conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, de **6,78%**, pela variação efetiva disponível em 29/01/2004, de **7,17%**.
16. O valor final da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o exercício de 2004, foi homologado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 12, de 2/02/2004.
17. O valor final da Compensação Financeira foi alterado em razão da atualização da Tarifa Atualizada de Referência – TAR, de R\$ 39,43/MWh para R\$ 44,20/MWh, a partir de 1º de janeiro de 2004, conforme a Resolução ANEEL Nº 647, de 8/12/2003.

IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

18. O valor da Parcela B da SANTA CRUZ (CLFSC), constante da Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL apresentada em Audiência Pública, era de **R\$ 88.238.034,34**. Na Resolução Homologatória ANEEL nº 23/2004 o valor considerado foi de **R\$ 90.058.032,64**. O acréscimo de **R\$ 1.819.998,30** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da SANTA CRUZ (CLFSC) 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”)

19. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à SANTA CRUZ (CLFSC), apresentada na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 39.942.110,14**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da SANTA CRUZ (CLFSC) (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 484.620,83**. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL, como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas, está adotando o princípio de custo operacional “transitivo” da “Empresa de Referência”, que evolui segundo 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.

20. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à SANTA CRUZ (CLFSC), a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL.

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

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	1.255.261	444.357	1.699.618
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	1.837.797	995.017	2.832.814
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	5.590.976	2.692.583	8.283.559
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	1.291.880	868.405	2.160.285
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	669.231	1.380.198	2.049.429
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	3.391.576	3.540.088	6.931.664
CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)		14.036.720	9.920.648	23.957.368

21. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 218/2003-SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER 59% correspondem a gastos de pessoal e 41% a materiais e serviços. Dentro do item materiais e serviços têm um peso importante os veículos e equipes especiais;
- O maior peso nos custos está nos processos de O&M, com 29% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 9%, e do P&A de Comercial com 9%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 37% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros) como consequência de possuírem a maior parte tanto do pessoal alocado como dos demais recursos envolvidos. Cerca de 52% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- Quanto às unidades centrais, a Presidência tem 7% dos custos totais, a Diretoria de Administração e Finanças tem 12%, a de Distribuição e Comercial 35%, e os escritórios comerciais 9%. As unidades centrais e regionais concentram 63% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 33% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso das anuidades dos sistemas informatizados nas gerências.

22. Finalmente, é importante analisar a distribuição de pessoal entre as diferentes unidades e os P&A da ER. A seguir é mostrado o quadro com 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 SANTA CRUZ

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE/ TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	25	5%
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	51	10%
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	168	35%
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	55	11%
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	56	12%
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	131	27%
QUANTIDADE TOTAL DE PESSOAL		486	100%

23. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividade de Operação e Manutenção e Comercial concentram 38% da força de trabalho (incluído atendimento comercial). Essa porcentagem é bastante coerente, haja vista que esses Processos de Atividades são os que exigem maior número de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.

24. Corrigindo-se os resultados para preços de fevereiro de 2004, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação efetiva do IPCA, de 22,96%, e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 35,14%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 28%.

TABELA V
Custos Operacionais da ER relativa à SANTA CRUZ (R\$ de fevereiro de 2004)

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	1.543.439	600.502	2.143.941
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	2.259.711	1.344.661	3.604.372
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	6.874.530	3.638.743	10.513.273
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	1.588.464	1.173.558	2.762.022
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	822.870	1.865.192	2.688.063
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	4.170.200	4.784.057	8.954.258
CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)		17.259.214	13.406.714	30.665.929

25. 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).

26. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:

- Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos estimados para o Ano Teste;
- Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para fevereiro de 2004;
- Crescimento Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do O&M tendo em conta o crescimento dos ativos para fevereiro de 2004;
- Encargos de Pessoal Adicionais: considerou-se os valores informados pela Empresa para os itens reconhecidos pela ANEEL;
- Seguros: considerou-se 0,035% do valor estimado para o Imobilizado Bruto da Empresa.
- Geração O&M: corresponde aos custos de operação e manutenção (exceto combustível) das centrais hidrelétricas da SANTA CRUZ. O custo considerado é de R\$ 6,00/MWh.ano(dez/01), valor estimado geralmente para centrais do porte considerado. A geração anual média considerada é de 229.658 MWh/ano;

- Iluminação Pública: Foram considerados 67.330 pontos de iluminação pública, ao custo unitário da ER.
- Adicional 1 Eletricista x 15 Escritórios: Corresponde à exigência da NR10, onde se adiciona um eletricista em cada escritório tipo 5.
- Ouvidoria: correspondente a 4 empregados remunerados com salário médio da ER, e os gastos conseqüentes.

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

Tabela VI
Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica Nº 218/2003/SRE/ANEEL

SANTA CRUZ	Dez/01			Fev/04		
	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
Engenharia e Supervisão de Obras	578.736	248.030	826.766	711.600	335.186	1.046.786
Crescimento Processos Comercial	49.807	102.719	152.526	61.241	138.815	200.056
Crescimento Processos O&M	151.448	158.080	309.528	186.217	213.628	399.845
Encargos de Pessoal Adicionais	2.592.840	0	2.592.840	3.188.094	0	3.188.094
Seguros	0	129.604	129.604	0	175.146	175.146
Geração Própria	413.384	964.564	1.377.948	508.288	1.303.506	1.811.794
Iluminação Pública	538.640	538.640	1.077.280	662.299	727.915	1.390.214
Adicional 1 Eletricista x 15 Escritórios	314.925	0	314.925	387.224	0	387.224
Ouvidoria	100.984	50.492	151.475	124.167	68.234	192.401
Total de Adicionais	4.740.764	2.192.128	6.932.892	5.829.129	2.962.431	8.791.561

28. No Anexo I da Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de **R\$ 30.665.929** e custos adicionais no valor de **R\$ 8.791.561**, resultando um total de **R\$ 39.457.489** (valores de fevereiro de 2004). De acordo com o exposto sobre o cálculo da "Empresa de Referência" e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 033/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da SANTA CRUZ.

- O IGP-M e o IPCA foram ajustados para 37,39% e 24,46%, respectivamente, em função da apuração definitiva desses índices até o mês de janeiro de 2004;
- Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa correspondente a duas equipes, com despesas consistentes com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica, até o momento;

- Para os sistemas, considerou-se um Scada, incrementou-se o valor do sistema cartográfico, adicionaram-se os gastos de manutenção dos sistemas centrais;
- Foi incrementada de 5% para 10% da quantidade de faturas, a edição e distribuição de "outros documentos";
- Foram incluídos três Almozarifados.

Tabela VII
Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 033/2003

SANTA CRUZ	DEZEMBRO 2001			FEVEREIRO 2004		
	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
Custos Totais ER / Ano (R\$)	14.036.720	9.920.648	23.957.368	17.470.603	13.630.471	31.101.074
Custos Totais Adicionais (ver 6.3.1)	5.024.037	2.821.646	7.845.683	6.253.096	3.876.799	10.129.895
Custos Totais com Adicionais (R\$)	19.060.758	12.742.294	31.803.051	23.723.699	17.507.270	41.230.969

29. O valor final, acrescido do montante de **R\$ 484.620,83**, a título de "inadimplência regulatória", resulta no valor de **R\$ 41.715.589,82** considerado na Resolução Homologatória ANEEL nº 23, de 2 de fevereiro de 2004.
30. 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.
31. Considerando o total dos custos reconhecidos na "Empresa de Referência" (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 559 empregados e uma quantidade total de veículos de 126. Conseqüentemente, a "Empresa de Referência" final passou a ter uma relação de 279 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 264 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

32. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 8.439.282,07**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de **R\$ 6.891.136,37**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 1.548.145,70**. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para **R\$ 6.921.224,67** e o valor relativo a P&D para **R\$ 1.564.576,02**, totalizando **R\$ 8.485.800,70**.

V - RECEITA VERIFICADA

33. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 135.325.438,46**. Esse valor foi o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda (fornecimento) considerado para o ano-teste, de **751.960 MWh**, conforme previsão da concessionária. Posteriormente, a previsão de uma maior migração de consumidores cativos para livres alterou o mercado de vendas previsto para **718.816 MWh**, o que representou uma Receita de Fornecimento Verificada de **R\$ 131.674.168,97**.

VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

34. Conforme explicitado na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, para o cálculo do reposicionamento tarifário são deduzidas da Receita Requerida as receitas de atividades extraconcessão, 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.

35. A receita da SANTA CRUZ (CLFSC) oriunda do uso do sistema de distribuição (TUSD), no valor de **R\$ 2.219.663,05** não foi considerada na referida Nota Técnica, obtida da cobrança pela SANTA CRUZ (CLFSC) dos consumidores livres de sua área de concessão. Assim, as Outras Receitas passaram de **R\$ 1.091.900,00** para **R\$ 3.311.563,05**.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

36. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL, 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 extraconcessão e Outras Receitas, conforme a fórmula a seguir.

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

37. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da SANTA CRUZ (CLFSC) passou de **14,40%** para **17,14%**, conforme cálculo a seguir.

$$RT = (R\$ 157.549.501,15 - R\$ 2.219.663,05 - 1.091.900,00) / R\$ 131.674.168,97$$

$$RT = 17,14\%$$

38. De acordo com o exposto na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL (item V.1.8), 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 propondo a aplicação das 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 o Regulador respeitará estritamente.

39. 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, desde que a relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos se mantenha em nível razoável;
- 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 três 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 3/02/04; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

40. Nos termos da equação apresentada no item 36, o reposicionamento tarifário (RT) da SANTA CRUZ (CLFSC) é de **17,14%**. Verificou-se que a aplicação do índice de reajuste tarifário anual estimado da concessionária já resultou em uma relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos em nível aceitável. Portanto, o reposicionamento tarifário da SANTA CRUZ (CLFSC) é de **10,23%**, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de **17,14%** e **10,23%** será acrescida à Parcela B da concessionária distribuidora em parcelas anuais, no valor estimado de **R\$ 12.373.359,58**, no próximo período tarifário, ou seja, para os anos de 2005 a 2007.

VIII – FATOR X

41. O cálculo preliminar do componente X_e do Fator X para a SANTA CRUZ (CLFSC), apresentado na Nota Técnica nº 218/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,63%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o componente X_e foi alterado para **1,60%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo 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.
42. O cálculo do *Fator X_c* será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da SANTA CRUZ (CLFSC), nos termos do disposto na Resolução Homologatória ANEEL nº 23/2004.
43. 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.”*
44. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado X_a nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram os resultados da 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. Em 5 de fevereiro de 2004, foi realizada no auditório da ANEEL, em Brasília-DF, a mencionada Audiência Pública. Desse modo, o Fator X total será o resultado dos três componentes mencionados:

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

IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

44. Segundo as disposições da Portaria Interministerial no 116, de 4 de abril de 2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, destinado a compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A, quando positiva, será diferida por 12 meses. O saldo da CVA será compensado nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
45. O valor da CVA da SANTA CRUZ (CLFSC), calculado em **R\$ 4.772.855,76** (positiva), não será incorporado às tarifas da SANTA CRUZ (CLFSC) em 3/02/2004, em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4/04/2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.
46. O valor do PERCEE da SANTA CRUZ (CLFSC) de **R\$ 7.255,35**, não será incorporado às tarifas da SANTA CRUZ (CLFSC) em 3/02/2004, correspondente ao saldo em dezembro de 2003, conforme dispõe o Memorando nº 28/2004-SFF/ANEEL, de 29 de janeiro de 2004, em razão da SFF não ter apurado ainda o valor do mês de janeiro/2004. O valor final a ser apurado pela SFF será considerado no reajuste tarifário de 2005.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

47. 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 SANTA CRUZ (CLFSC), 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 2008. O efeito do realinhamento sobre as tarifas de fornecimento da SANTA CRUZ (CLFSC) das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela VIII
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da SANTA CRUZ (CLFSC)

Reposicionamento Tarifário: 10,23%	
Grupo	Varição
A3	12,88%
A3a	4,17%
A4	7,66%
BT	10,15%

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

48. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a SANTA CRUZ (CLFSC) 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.
49. 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 àqueles 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.
50. A remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço é o resultado da aplicação do disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002 e da e da Nota Técnica n.º 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. O conceito chave da Resolução ANEEL 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 o valor definitivo da Base de Remuneração Regulatória depende de validação, pela ANEEL, dos valores apresentados pela concessionária, nos termos da Resolução nº 493/2002, e que o valor definitivo da Quota de Reintegração Regulatória será estabelecido após a realização de audiência pública específica sobre a matéria, importa destacar que o percentual de reposicionamento tarifário de **10,23%** 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 3 de fevereiro de 2005.
51. 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 recalculá-lo 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.

52. 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.
53. 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.

Shirley de Souza Meirelles
Técnica

José Jurânio Rocha
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica