



**NOTA TÉCNICA Nº 248/2003–SRE/ANEEL  
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 188/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA  
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
LIGHT - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A  
AP 028 / 2003  
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA  
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 591, DE 6 DE NOVEMBRO DE 2003**

**Brasília, 8 de dezembro de 2003**

**Nota Técnica n.º 248/2003-SRE/ANEEL**  
**Complementar à Nota Técnica n.º 188/2003-SRE/ANEEL**

Em 8 de dezembro de 2003.

**Assunto:** resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 591, de 6 de novembro 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 LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A, constante da Nota Técnica n.º 188/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 028/2003. 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 591, de 6 de novembro de 2003.

## **II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA**

2. Após a Audiência Pública AP 028/2003, o valor da Receita Requerida da LIGHT foi alterado de **R\$ 4.574.486.137,78** para **R\$ 4.598.604.468,49**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 2.639.981.421,89** para **R\$ 2.561.553.023,92** - ou seja, uma redução de **R\$ 78.428.397,97**. Esse ajuste decorreu 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\$ 1.934.504.715,89** para **R\$ 2.037.051.444,57**, representando um incremento de **R\$ 102.546.728,56**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da "Empresa de Referência" relativa à área de concessão da LIGHT 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 028/2003 os custos com compra de energia da LIGHT foram alterados de **R\$ 1.933.223.543,33** para **R\$ 1.859.040.568,95**, representando uma redução de **R\$ 74.182.974,38**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 591/2003.

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

	Nota Técnica Nº 188/2003 SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL 591/2003	Tarifa R\$/MWh
<b>COMPRA DE ENERGIA</b>				
<b>ITAIPU</b>	738.254.207	90,47	695.835.046	85,25
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>	0	-	0	-
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	657.713.209	76,03	642.459.864	74,26
FURNAS	657.713.209	76,03	642.459.864	74,26
<b>LEILÃO</b>	65.550.376	83,56	65.485.578	83,48
TRACTEBEL (5 anos)	31.712.439	95,73	31.680.615	95,63
TRACTEBEL (3 anos)	6.182.447	96,37	6.176.242	96,28
CHESF (4 anos)	27.655.490	71,09	27.628.720	71,02
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	675.580.136	132,18	543.767.436	129,00
Parte relacionada	670.047.625	132,29	538.241.374	129,10
NORTE FLU 725 MWMed ( 20 anos)- Ciclo Simples	102.258.655	127,53	189.173.710	125,53
NORTE FLU 725 MWMed ( 20 anos)- Ciclo Comb	567.788.970	133,19	349.067.664	131,12
Com terceiros	5.532.511	120,10	5.526.062	119,96
CAIUÁ	5.532.511	120,10	5.526.062	119,96
<b>SOBRAS</b>	<b>(203.874.384,43)</b>	<b>125,76</b>	<b>(88.507.354)</b>	<b>121,57</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.933.223.543,33</b>	<b>76,44</b>	<b>1.859.040.568,95</b>	<b>73,51</b>

5. A alteração do valor da energia elétrica adquirida de Itaipu Binacional se deve à substituição da taxa de câmbio de **R\$ 3,03/US\$**, prevista na Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL, para o valor efetivamente vigente na data de 17 de outubro de 2003, de **R\$ 2,8559/US\$**.
6. O valor da despesa com a compra de energia do contrato inicial com FURNAS foi alterado em razão da substituição da variação do percentual de correção previsto para a tarifa da geradora (de **21,46%**), na Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL, pelo Fator de Reajuste calculado na data de 31/10/2003, de **18,64%**, de acordo com as regras do contrato inicial.
7. Os valores das despesas com compra de energia dos contratos bilaterais com terceiros (CAIUÁ) e mediante leilão (TRACTEBEL e CHESF) foram alterados em razão da substituição da variação estimada

do IGP-M na Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL, de **17,46%**, pela variação efetiva, de **17,34%**, disponível em 31/10/2003. Os valores da compra de energia mediante contratos com partes relacionadas (NORTE FLUMINENSE) foram alterados devido à atualização da fórmula paramétrica do contrato com dados disponíveis em 31/10/2003 (IGP-M, dólar e combustível). Os montantes do contrato com a NORTE FLUMINENSE para os ciclos simples e combinado também foram alterados em razão da nova previsão de entrada de operação da usina (Ciclo Combinado), para junho/2004.

8. Os Valores das despesas com as sobras de energia passaram de **R\$ 203.874.384,43** para **R\$ 88.507.354,28**, também em razão da nova previsão de entrada de operação da usina Norte Fluminense (Ciclo Combinado), para junho/2004.
9. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da LIGHT a título de compra de energia passou de **R\$ 1.933.223.543,33** para **R\$ 1.859.040.568,95**, incluindo as perdas de energia elétrica especificadas a seguir.

### III.2 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

10. 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.
11. 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. O percentual de perdas de **21,48%**, constante da Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL, foi alterado para **20,94%** devido à atualização das perdas da Rede Básica, de **2,76%**, constante da Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL para **2,73%**, média de janeiro a agosto de 2003 apurada pelo MAE.
12. 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.
13. 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.
14. Conforme esclarecido na seção IV.4 da Nota Técnica no 188/2003/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.

15. O tratamento regulatório sobre este tema, a ser implementado pela ANEEL, encontra-se na seção V.1.3.3 da Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL. Consistentemente 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 tais perdas e arbitrou um valor que considerou consistente com esse histórico. Em alguns casos, valor informado pela concessionária demonstrou-se consistente. Nos casos em que as perdas informadas não eram consistentes com o histórico de perdas, foi arbitrado um montante considerado adequado. Até que se concluam os estudos técnicos sobre perdas de energia elétrica mencionados nas Notas Técnicas apresentadas em audiência pública, o montante de **5.447.762 MWh** considerado para as perdas da LIGHT não será revisto. Esse montante corresponde a **27,46%** sobre o mercado de vendas de **19.841.964 MWh**.

### III.3 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

16. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da LIGHT passou de **R\$ 706.757.878,56** para **R\$ 702.512.454,98**.

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

Encargo Tarifário	Nota Técnica Nº 188/2003 SRE/ANEEL	Resolução ANEEL 591/2003	DIFERENÇA
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	145.542.009,18	145.542.009,18	0,00
Reserva Global de Reversão – RGR	84.894.437,16	78.761.239,22	(6.133.197,94)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	7.620.871,84	9.544.798,24	1.923.926,40
Operador Nacional do Sistema – ONS	211.750,02	211.750,022	0,00
6Rede Básica	210.554.630,94	210.554.630,94	0,00
MUST fora Contratos Iniciais	52.767.171,81	52.767.171,81	0,00
MUST Itaipu	14.735.968,08	14.735.968,08	0,00
Conexão	30.867.102,33	30.830.950,28	(36.152,05)
Transporte de Itaipu	38.527.965,19	38.527.965,19	0,00
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	110.020.444,36	110.020.444,36	0,00
Compensação Financeira	11.015.527,65	11.015.527,65	0,00
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>706.757.878,56</b>	<b>702.512.454,98</b>	<b>(4.245.423,58)</b>

17. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 815 e 816, de 30/10/2003.
18. 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 208/2003-SRE/ANEEL, de 16/10/03 e mediante o Anexo V da Resolução nº 591, de 6/11/2003.
19. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL, de **17,46%**, pela variação efetiva disponível em 30/09/2003, de **17,34%**, acrescido de ajustes na reclassificação das instalações de transmissão da Rede Básica, conforme consta da Res. ANEEL nº 306, de 30/06/03.

#### **IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B**

20. O valor da Parcela B da LIGHT, constante da Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 1.934.504.715,89**. Na Resolução ANEEL no 591/2003 o valor considerado foi de **R\$ 2.037.051.444,57**. O acréscimo de **R\$ 102.546.728,68** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da LIGHT 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”)**

21. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à LIGHT, apresentada na Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 482.972.748,87**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da LIGHT em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 17.441.097,87**. 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.
22. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à LIGHT, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 188/2003/SRE/ANEEL.

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

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.786.712	3.970.694	8.757.405
	Diretoria de Administração	3.741.524	3.801.751	7.543.275
	Gerência de RH	1.398.798	324.367	1.723.165
	Gerência de Sistemas	3.014.866	7.044.130	10.058.996
	Diretoria de Finanças	3.118.810	575.946	3.694.756
	Diretoria de Distribuição	11.135.844	12.154.706	23.290.550
	Diretoria Comercial	14.045.046	15.418.662	29.463.708
Estrutura Regional	Gerências Regionais	28.888.274	7.185.157	36.073.431
	Escritórios Comerciais	14.359.901	5.838.501	20.198.402
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	15.130.373	30.576.864	45.707.237
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	39.590.700	39.898.230	79.488.930
<b>Custos Totais / Ano</b>		<b>139.210.849</b>	<b>126.789.007</b>	<b>265.999.856</b>

23. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 188/2003/SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- i) Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER, 52% correspondem a gastos de pessoal e 48% 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 e atividades (P&A) de Operação e Manutenção (O&M), com 30% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais), com 8%, e do P&A Comercial, com 17%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 47% 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 53% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- iii) Quanto às unidades centrais e regionais, Administração têm 3% dos custos totais, Financeira têm 1% dos custos totais, Distribuição 9%, Comercial 11%, as gerências regionais 21% e os Conselhos e Presidência 3%. As unidades centrais e regionais concentram 53% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 40% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso importante das unidades dos sistemas informatizados nas gerências das diretorias.

24. 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 LIGHT**

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Quantidade de Pessoal	Pessoal / Unidade Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	77	2%
	Diretoria de Administração	94	2%
	Gerência de Rh	42	1%
	Gerência de Sistemas	73	2%
	Diretoria de Finanças	78	2%
	Diretoria de Distribuição	196	5%
	Diretoria Comercial	608	14%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	584	14%
	Escritórios Comerciais	501	12%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	906	21%
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	1.110	26%
<b>Total de Pessoal</b>		<b>4.269</b>	<b>100%</b>

25. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 59% da força de trabalho (incluído atendimento comercial). 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 a preços de dezembro de 2003, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação do IPCA, de 24,09% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 35,90%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 29,7%.

**Tabela V**  
**Custos Operacionais da ER relativa à LIGHT (R\$ de Dezembro de 2003)**

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	5.939.918	5.396.055	11.335.972
	Diretoria de Administração	4.642.926	5.166.466	9.809.392
	Gerência de RH	1.735.794	440.804	2.176.599
	Gerência de Sistemas	3.741.202	9.572.763	13.313.966
	Diretoria de Finanças	3.870.188	782.693	4.652.882
	Diretoria de Distribuição	13.818.672	16.517.883	30.336.556
	Diretoria Comercial	17.428.754	20.953.503	38.382.257
Estrutura Regional	Gerências Regionais	35.847.987	9.764.415	45.612.401
	Escritórios Comerciais	17.819.464	7.934.348	25.753.812
Processos e Atividades	Comerciais	18.775.557	41.553.047	60.328.604
	Operação e Manutenção	49.128.824	54.220.506	103.349.329
<b>Custos Totais / Ano</b>		<b>172.749.286</b>	<b>172.302.484</b>	<b>345.051.770</b>

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 188/2003/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) Crescimento de P&A Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para novembro de 2003 (4,40%);
- iii) Crescimento de Processos e Atividades de O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de Operação e Manutenção tendo em conta o crescimento dos ativos para novembro de 2003 (3,50%);
- iv) Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa fornecido pela LIGHT, que é consistente com os valores das empresas revisadas até o momento;
- v) Inspeção de Câmaras de Subestações Subterrâneas: adotou-se o valor da despesa fornecido pela LIGHT, que é consistente com os valores das empresas revisadas até o momento;
- vi) Ouvidoria: considerou-se o número de pessoas informado pela LIGHT e o custo de pessoal médio calculado na Empresa de Referência;
- vii) 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;

- viii) Custos de O&M de geração: corresponde aos custos de operação e manutenção (exceto combustível) das centrais hidrelétricas da LIGHT. O custo considerado é de R\$ 7,83/MWh.ano, valor estimado para centrais do porte considerado. A geração anual média considerada é de 5.784.697 MWh/ano, que inclui energia de suprimento e bombeio;
- ix) 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;

LIGHT	Custos em Dezembro/2001 (R\$)			Custos em Novembro/2003 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO
Previdência Privada	6.595.348	0	6.595.348	8.184.288	0	8.184.288
Auxílio Transporte	1.068.607	0	1.068.607	1.326.053	0	1.326.053
Planos de Saúde	8.689.415	0	8.689.415	10.782.854	0	10.782.854
Aux. Alimentação	10.671.717	0	10.671.717	13.242.729	0	13.242.729
Seguro de Vida	1.118.457	0	1.118.457	1.387.914	0	1.387.914
Outros <sup>(1)</sup>	1.365.413	0	1.365.413	1.694.366	0	1.694.366
<b>Total</b>	<b>29.508.958</b>	<b>0</b>	<b>29.508.958</b>	<b>36.618.205</b>	<b>0</b>	<b>36.618.205</b>

Notas: (1) refere-se aos seguintes benefícios: auxílio creche, acidentes de trabalho, cesta básica e auxílios diversos.

- x) Manutenção de Equipamentos em Subestações SF6: adotou-se o valor da despesa fornecido pela LIGHT, considerado razoável.
- xi) Inclusão de tarefas não previstas na ER: manutenção do sistema de controle/comando/proteção em Subestações; manutenção de Equipamentos de Subestações; e substituição de Cabo Para-Raios em Linhas 138 kV;
- xii) Iluminação Pública: considerou-se o número de pontos informado pela Empresa e os custos unitários do modelo de cálculo da ER.

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 188/2003/SRE/ANEEL**

LIGHT	Custos em Dezembro/2001 (R\$)			Custos em Novembro/2003 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAIS / ANO
Engenharia e Supervisão de obras	7.525.000	3.225.000	10.750.000	9.337.910	4.382.679	13.720.589
Crescimento Processos Comercial	665.736	1.345.382	2.011.118	826.124	1.828.334	2.654.459
Crescimento Processos O&M	1.385.675	1.396.438	2.782.113	1.719.509	1.897.718	3.617.227
Manut. Linha Viva	4.398.710	1.885.161	6.283.872	5.458.440	2.561.878	8.020.318
Inspeção de Câmaras Subterrâneas	2.735.898	1.172.528	3.908.425	3.395.025	1.593.430	4.988.455
Ouvidoria	726.777	218.033	944.810	901.871	296.301	1.198.172
Seguros	0	1.540.000	1.540.000	0	2.092.814	2.092.814
Geração O&M	10.950.160	23.330.846	34.281.007	13.588.254	31.705.925	45.294.179
Encargos de pessoal adicionais	29.508.958	0	29.508.958	36.618.205	0	36.618.205
Manutenção Subestações SF6	178.264	76.399	254.663	221.211	103.824	325.035
Tarefas não Previstas na ER	527.710	226.162	753.872	654.845	307.347	962.192
Iluminação Pública (40.378 pontos)	460.309	306.873	767.182	571.206	417.031	988.237
<b>Total</b>	<b>59.063.197</b>	<b>34.722.822</b>	<b>93.786.019</b>	<b>73.292.600</b>	<b>47.187.281</b>	<b>120.479.881</b>

30. No Anexo I da Nota Técnica nº 188/2003/SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 345.051.770,00 e custos adicionais no valor de R\$ 120.479.881,00, resultando um total de R\$ 465.531.651,00 (valores de novembro de 2003). De acordo com o exposto sobre o cálculo da "Empresa de Referência" e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 028/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da LIGHT. Foram adicionados recursos para o combate às perdas comerciais, essencialmente nas gerências regionais. Quanto aos custos adicionais, os incrementos devem-se aos ajustes dos valores de "Adicionais de Pessoal" e "Tarefas não Previstas na ER", bem como a inclusão dos seguintes custos: Segurança Patrimonial, Meio Ambiente, Equipamentos de Veículos de Serviço, Programa de Estagiários, IPTU, Taxa de Incêndio e Equipamentos de Combate a Incêndio. Também foi incluído nos adicionais um montante de R\$ 9.524.778 por consumo próprio correspondente a subestações, particularmente as subterrâneas. Os demais ajustes decorrem essencialmente da

substituição de valores previstos para a variação do IGPM e do IPCA (setembro a novembro de 2003), por valores efetivos disponíveis na data da revisão tarifária, de 35,90% e 22,99% respectivamente.

**Tabela VII**  
**Resumo dos Custos Operacionais da ER após a Audiência Pública AP 024/2003**

LIGHT	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM NOVEMBRO 2003 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO
Custos Totais da ER	144.123.189	129.748.893	273.872.082	177.257.110	175.524.302	352.781.412
Adicionais	66.363.160	45.823.621	112.186.780	81.620.050	61.990.194	143.610.244
<b>Custos Totais com Adicionais</b>	<b>210.486.349</b>	<b>175.572.513</b>	<b>386.058.862</b>	<b>258.877.161</b>	<b>237.514.496</b>	<b>496.391.656</b>

31. Os valores finais, acrescidos do montante de **R\$ 17.441.097,87** a título de “inadimplência regulatória”, resultaram em **R\$ 513.832.753,87**, conforme considerado na Resolução nº 591, de 6 de novembro de 2003.
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 5.267 empregados e uma quantidade total de veículos de 749. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 641 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 144 por cliente.

#### IV.2 – TRIBUTOS

34. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 261.551.052,44**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de R\$ 215.998.640,66, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de R\$ 45.552.411,78. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do

PIS/PASEP/COFINS para R\$ 227.497.055,72 e o valor relativo a P&D para R\$ 45.811.050,95, totalizando **R\$ 273.308.106,67**.

## V - RECEITA VERIFICADA

35. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 4.215.151.388,37**. 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 **19.841.964 MWh**, conforme previsão da concessionária. Entretanto, houve ajustes no mercado decorrente de uma previsão maior de saída de consumidores cativos para livres, alterando o mercado para **19.841.964 MWh**, o que representou uma Receita de Fornecimento Verificada final de **R\$ 4.215.151.596,13**.

## VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

36. Conforme explicitado na Nota Técnica no 188/2003-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.

37. As receitas da LIGHT oriundas do uso do sistema de distribuição, valoradas em **R\$ 80.710.561,76** na referida Nota Técnica, foram posteriormente atualizadas para **R\$ 190.977.849,57**, em razão do reajuste das tarifas da TUSD. Da mesma forma, as outras receitas da LIGHT, valoradas anteriormente em **R\$ 19.244.965,99**, foram atualizadas para **R\$ 17.499.373,99**, em função do ajuste dos valores anteriormente informados.

## VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

38. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica no 188/2003-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 extra-concessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme a fórmula a seguir.

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

39. Em função dos ajustes mencionados na Receita Requerida, na Receita Verificada e nas receitas oriundas do uso do sistema de distribuição o índice de reposicionamento tarifário de **4,16%** apresentado na Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL foi recalculado, passando a ser de **4,15%**, conforme cálculo a seguir.

$$RT = (4.598.604.468,49 - 190.977.849,57 - 17.499.373,99) / 4.215.151.596,13$$

$$RT = 4,15\%$$

40. O índice de reposicionamento é inferior ao índice estimado de reajuste tarifário anual da LIGHT, de **12,04%**, de forma que não se aplica o procedimento de parcelamento apresentado no item V.1.8 da Nota Técnica nº 188/2003-SRE/ANEEL.

41. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **4,15%** 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

42. O cálculo preliminar do *Fator X<sub>e</sub>* para a LIGHT, apresentado na Nota Técnica no 188/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,69%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o *Fator X<sub>e</sub>* foi alterado para **1,88%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do *Fator X<sub>e</sub>* depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 45, será estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória. Assim, o valor do *Fator X<sub>e</sub>* será recalculado pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário anual da concessionária, após a determinação do reposicionamento tarifário definitivo.

43. O cálculo do *Fator X<sub>c</sub>* será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da LIGHT, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 591/2003.

44. 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 ± 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."

45. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado *X<sub>a</sub>* nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras. Conforme disposto nestas resoluções, o valor do componente *X<sub>a</sub>* 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](http://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. 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

46. 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.
47. 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 LIGHT, calculado em **R\$ 171.230.767,62**, não foi incorporado às tarifas em 07/11/2003, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
48. O valor do PERCEE da LIGHT soma **R\$ 19.752.491,61** e incrementou o índice de reposicionamento em 0,44 ponto percentual.
49. O valor do Excedente Financeiro – Leilão CHESF de **R\$ 5.954.063,49**, decorrente da MP nº 64/2002 e Parecer nº 274/2003-PGE/ANEEL, de 1º de agosto de 2003, incrementou o índice de reposicionamento em 0,14 ponto percentual.

## X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

50. 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 LIGHT, 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 LIGHT das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

**Tabela VIII**  
**Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da LIGHT**

Reposicionamento Tarifário: 4,15%	
Grupo	Variação
A2	11,41%
A3a	7,18%
A4	6,65%
BT	2,62%

## XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

51. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a LIGHT 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.
52. 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](http://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.
53. 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 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 **4,15%** 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 23 de outubro de 2004.

54. 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.

55. 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.

56. 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.

**José Jurânio Rocha**  
**Técnico**

**Ricardo Romano**  
**Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica**

**Cesar Antonio Gonçalves**  
**Superintendente de Regulação Econômica**