



**NOTA TÉCNICA Nº 247/2003–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 182/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PIRATININGA
AP 025 / 2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 565, DE 22 DE OUTUBRO DE 2003**

Brasília, 5 de dezembro de 2003

Nota Técnica n.º 247/2003-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 182/2003-SRE/ANEEL

Em 5 de dezembro de 2003.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia de Força e Luz Piratininga - PIRATININGA, estabelecidos pela Resolução ANEEL n.º 565, de 22 de outubro 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 Companhia de Força e Luz Piratininga - PIRATININGA, constante da Nota Técnica n.º 182/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 025/2003. 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 n.º 565, de 22 de outubro de 2003.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a audiência pública AP 025/2003, o valor da Receita Requerida da PIRATININGA foi alterado de **R\$ 1.966.284.140,64** para **R\$ 1.968.625.323,16**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 1.339.296.265,92** para **R\$ 1.332.290.437,54** - ou seja, uma redução de **R\$ 7.005.828,28**. 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\$ 626.987.874,72** para **R\$ 636.334.885,62**, representando um incremento de **R\$ 9.347.010,90**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da "Empresa

de Referência" relativa à área de concessão da PIRATININGA 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 025/2003 os custos com compra de energia da PIRATININGA foram alterados de **R\$ 1.007.644.085,16** para **R\$ 1.000.871.242,91**, representando uma redução de **R\$ 6.772.842,25**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica no 182/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 565/2003.

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

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica nº 182/2003 SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL nº 565/2003	Tarifa R\$/MWh
ITAIPU	351.860.877,90	93,28	335.851.207,96	88,99
CONTRATOS INICIAIS	420.292.316,82	80,53	425.225.995,44	81,48
CESP	131.245.553,31	76,67	131.195.973,23	76,64
AES TIETÊ	49.893.191,35	75,51	50.445.546,19	76,34
DUKE	39.206.924,77	76,69	39.594.852,65	77,45
EMAE	29.956.133,10	74,44	30.236.365,16	75,14
FURNAS	169.990.514,30	87,96	173.753.258,20	89,90
CONTRATOS BILATERAIS	243.193.309,01	88,83	248.178.602,78	90,65
Com Terceiros	77.799.626,73	98,73	78.543.252,76	99,67
TRACTEBEL	48.140.876,07	98,81	48.595.830,13	99,74
SANTA CLARA	12.837.323,28	97,20	12.972.312,14	98,22
QUEIROZ GALVÃO	16.821.427,38	99,68	16.975.110,50	100,59
Parte Relacionada	165.393.682,29	84,83	169.635.350,01	87,01
CPFL UTE	81.479.218,75	90,92	83.447.676,57	93,11
CPFL BIOMASSA	24.785.757,09	89,09	25.386.149,71	91,25
CPFL COMPETITIVA	59.128.706,45	76,28	60.801.523,73	78,44
TOTAL	1.015.346.503,73	86,57	1.009.255.806,17	86,04
- Sobras	(7.702.418,57)	88,83	(8.384.563,26)	90,65
TOTAL CONSIDERADO	1.007.644.085,16	86,55	1.000.871.242,91	86,00

5. A alteração do valor da energia elétrica adquirida de Itaipu Binacional deve-se às seguintes razões: *i*) substituição da taxa de câmbio de **R\$ 3,00/US\$**, prevista na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, para o valor efetivamente vigente na data de 17 de outubro de 2003, de **R\$ 2,8635/US\$**; *ii*) mudança no percentual de perdas da energia de Itaipu de 2,77% para 2,73%, o que implicou em alteração no montante

de 3.772.277 MWh, previsto na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, para 3.773.829 MWh, significando um incremento de 1.552 MWh.

6. O valor das despesas com a compra de energia dos contratos iniciais (CESP, DUKE, AES TIETÊ, FURNAS e EMAE), foi alterado em razão da substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, de 20,36%, pelas tarifas homologadas pelas Resoluções ANEEL n.ºs 560, 561, 562, 563 e 564, ambas de 22/10/2003.
7. Os valores das despesas com compra de energia dos contratos bilaterais com terceiros e com partes relacionadas foram alterados, em razão da substituição dos valores previstos na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, pelos valores aprovados e/ou homologados pela Superintendência de Estudos de Mercado e pela Superintendência de Fiscalização Financeira, de acordo com as Notas Técnicas N° 23/2003 e N.º 81/2003.
8. O preço de compra de energia da TRACTEBEL, de R\$ 99,74, foi obtido por meio da atualização do preço de contratação aprovado pela ANEEL, de R\$ 97,47 (base março de 2003), pela variação do IGPM acumulado de março a setembro de 2003, de 2,33%, conforme Ofício n.º 197/2003-SEM/ANEEL, de 18/09/03 e Nota Técnica 93/2003-SEM/ANEEL.
9. O preço de compra de energia da SANTA CLARA, de R\$ 98,22, foi obtido por meio da atualização do preço de contratação aprovado pela ANEEL de R\$ 95,98 (base março de 2003), pela variação do IGPM acumulado de março a setembro de 2003, de 2,33%, conforme Ofício n.º 194/2003-SEM/ANEEL, de 18/09/03 e Nota Técnica 90/2003-SEM/ANEEL.
10. O preço de compra de energia da QUEIROZ GALVÃO, de R\$ 100,59, foi obtido por meio da atualização do preço de contratação aprovado pela ANEEL de R\$ 98,30 (base março de 2003), pela variação do IGPM acumulado de março a setembro de 2003, de 2,33%, conforme Ofício n.º 198/2003-SEM/ANEEL, de 18/09/03 e Nota Técnica 94/2003-SEM/ANEEL.
11. O preço de compra de energia da CPFL BRASIL UTE, de R\$ 93,11 resultou do Termo Aditivo ao contrato de compra e venda celebrado com a CPFL Comercializadora Brasil Ltda., parte relacionada, datado de 6 de outubro de 2003, em atendimento as adequações contidas no Ofício n.º 1.605/2003-SFF/ANEEL, de 06/10/2003 (Processo 48500.005302/02).
12. O preço de compra de energia da CPFL BRASIL BIOMASSA, de R\$ 91,25, foi obtido por meio da atualização do preço de contratação aprovado pela ANEEL de R\$ 75,15 (base outubro de 2002), pela variação do IGPM acumulado de outubro de 2002 a setembro de 2003, de 21,42%, conforme Ofício n.º 1.566/2003-SFF/ANEEL, de 01/10/03.
13. O preço de compra de energia da CPFL BRASIL COMPETITIVA, de R\$ 78,44, foi obtido por meio da atualização do preço de contratação aprovado pela ANEEL de R\$ 64,60 (base outubro de 2002), pela variação do IGPM acumulado de outubro de 2002 a setembro de 2003, de 21,42%, conforme Ofício n.º 1.574/2003-SFF/ANEEL, de 02/10/03.

14. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da PIRATININGA a título de compra de energia passou de **R\$ 1.007.644.085,16** para **R\$ 1.000.871.242,91**, incluindo as perdas de energia elétrica especificadas a seguir.

III.2 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

15. 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.
16. 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 de **2,73%**, que corresponde à média de janeiro a agosto de 2003 apurada pelo MAE.
17. 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.
18. 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.
19. Conforme esclarecido na seção IV.4 da Nota Técnica no 182/2003/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.

20. O tratamento regulatório sobre este tema, a ser implementado pela ANEEL, encontra-se na seção V.1.3.3 da Nota Técnica nº 182/2003/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 conclua os estudos técnicos sobre perdas de energia elétrica mencionados nas Notas Técnicas apresentadas em audiência pública, o montante de **1.402.552 MWh** considerado para as perdas da PIRATININGA não será revisto. Esse montante corresponde a **13,70%** do mercado de venda para o ano-teste, de **10.235.249 MWh**.

III.3 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

21. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da PIRATININGA passou de **R\$ 331.652.180,76** para **R\$ 331.419.194,63**.

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

Encargo Tarifário	Nota Técnica nº 182/2003 SRE/ANEEL	Resolução ANEEL nº 565/2003	Diferença
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	75.084.252,60	75.084.252,60	0,00
Reserva Global de Reversão – RGR	11.919.151,00	12.184.632,94	265.481,94
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	2.750.249,00	2.657.667,06	- 92.581,94
Operador Nacional do Sistema – ONS	75.428,55	75.428,55	0,00
Rede Básica	93.669.446,32	93.669.446,32	0,00
Transmissão Nodal	47.471.509,64	47.471.509,64	0,00
Transmissão - Parcela de Itaipu	6.503.407,97	6.503.407,97	0,00
Conexão	19.794.806,89	19.968.535,76	173.728,87
Conexão - Reclassificação	12.418.404,02	11.838.789,02	- 579.615,00
Transporte de Itaipu	18.546.522,81	18.546.522,81	0,00
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	43.419.001,96	43.419.001,96	0,00
Total de Encargos Tarifários	331.652.180,76	331.419.194,63	- 232.986,13

22. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 754 e 755, de 16/10/2003.

23. 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 186/2003-SRE/ANEEL, de 17/09/03 e mediante o Anexo V da Resolução nº 565, de 22/10/2003.
24. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, de **20,36%**, pela variação efetiva disponível em 30/09/2003, de **21,42%**, 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

25. O valor da Parcela B da PIRATININGA, constante da Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 626.987.874,72**. Na Resolução ANEEL nº 565/2003 o valor considerado foi de **R\$ 636.334.885,62**. O acréscimo de **R\$ 9.347.010,90** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da PIRATININGA 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”)

26. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à PIRATININGA, apresentada na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 177.072.903,14**, incluindo **0,5%** do faturamento bruto realizado da PIRATININGA em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 6.925.118,59**. 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.
27. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à PIRATININGA, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 182/2003/SRE/ANEEL.

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

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	3.438.925	1.564.358	5.003.283
	Diretoria de Administração	2.345.222	4.161.482	6.506.705
	Gerência de RH	900.153	140.091	1.040.244
	Gerência de Sistemas	1.480.308	3.287.686	4.767.993
	Diretoria de Finanças	2.047.623	278.452	2.326.075
	Diretoria de Distribuição	5.761.276	6.592.744	12.354.019
	Diretoria Comercial	5.745.471	6.897.050	12.642.521
Estrutura Regional	Gerências Regionais	7.343.501	1.990.827	9.334.328
	Escritórios Comerciais	7.423.100	2.612.825	10.035.925
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	4.977.144	10.444.409	15.421.553
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	13.731.338	12.509.412	26.240.750
Custos Totais / Ano		55.194.061	50.479.335	105.673.396

28. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 182/2003/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 de Operação e manutenção, com 25% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 9%, e do P&A de Comercial com 15%. Os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 39% 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 Processos e Atividades, Operação e Manutenção e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- iii) Quanto às unidades centrais e regionais, Administração têm 6% dos custos totais, Financeira têm 2% dos custos totais, Distribuição 12%, Comercial 12%, as gerências regionais 18% e os Conselhos e Presidência 5%. As unidades centrais e regionais concentram 61% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 43% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso importante das unidades dos sistemas informatizados nas gerências das diretorias.

29. 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 PIRATININGA

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Quantidade de Pessoal	Pessoal / Unidade Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	48	3%
	Diretoria de Administração	54	3%
	Gerência de Rh	23	1%
	Gerência de Sistemas	35	2%
	Diretoria de Finanças	41	2%
	Diretoria de Distribuição	104	6%
	Diretoria Comercial	230	13%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	178	10%
	Escritórios Comerciais	263	15%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	317	18%
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	426	25%
Total de Pessoal		1.719	100%

30. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 43% 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.

31. Corrigindo-se os resultados para preços de outubro de 2003, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação do IPCA, de 22,11% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 33,44%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 27,52%.

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à PIRATININGA (R\$ de outubro de 2003)

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.199.450	2.087.539	6.286.989
	Diretoria de Administração	2.863.872	5.553.241	8.417.113
	Gerência de RH	1.099.223	186.943	1.286.166
	Gerência de Sistemas	1.807.680	4.387.214	6.194.894
	Diretoria de Finanças	2.500.458	371.577	2.872.035
	Diretoria de Distribuição	7.035.391	8.797.610	15.833.001
	Diretoria Comercial	7.016.092	9.203.687	16.219.779
Estrutura Regional	Gerências Regionais	8.967.529	2.656.635	11.624.164
	Escritórios Comerciais	9.064.731	3.486.654	12.551.384
Processos e Atividades	Comerciais	6.077.848	13.937.419	20.015.267
	Operação e Manutenção	16.768.047	16.693.038	33.461.085
Custos Totais / Ano		67.400.321	67.361.556	134.761.877

32. 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).
33. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica 182/2003/SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:
- i) Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos estimados para o Ano Teste;
 - ii) Iluminação Pública: Foram calculados os custos do O&M correspondentes a 159.700 pontos de Iluminação Pública;
 - iii) Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor de despesas informado pela empresa, que é consistente com os valores das empresas revisadas até o momento;
 - iv) Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para outubro de 2003 (6,42%);
 - v) Crescimento Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do O&M tendo em conta o crescimento dos ativos para outubro de 2003 (2,91%);
 - vi) Encargos de Pessoal Adicionais: reconheceu-se o montante de encargos adicionais sobre o salário base, de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL. Os encargos reconhecidos são:

Adicional por Tempo de Serviço; Previdência Privada, Auxílio Transporte; Plano de Saúde; Auxílio Alimentação, Auxílio Creche e Seguro de Vida.;

- vii) Ouvidoria: foram calculados os custos correspondentes ao dimensionamento de pessoal informado pela empresa, com os gastos complementares correspondentes;
- viii) Subestação Móvel: foram reconhecidos os custos informados pela empresa;
- ix) Instalação de Espaçadores: foram reconhecidos os custos informados pela empresa;
- x) 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.

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

Tabela VI
Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 182/2003/SRE/ANEEL

PIRATININGA	Dez/01			Out-03		
	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	2.426.820	937.354	3.364.174	2.963.515	1.250.841	4.214.356
Iluminação Pública	1.307.782	1.196.758	2.504.540	1.597.000	1.597.000	3.194.000
Linha Viva	3.018.188	1.506.023	4.524.211	3.685.665	2.009.695	5.695.360
Crescimento Processos Comercial	319.367	670.183	989.550	389.995	894.318	1.284.313
Crescimento Processos O&M	399.770	364.195	763.965	488.180	485.996	974.176
Encargos de pessoal adicionais	14.579.165	0	14.579.165	17.803.372	0	17.803.372
Ouvidoria	319.993	137.140	457.133	390.760	183.005	573.765
Subestação Móvel	0	123.991	123.991	0	165.459	165.459
Instalar Espaçadores	89.078	34.935	124.014	108.778	46.619	155.397
Seguros	0	993.459	993.459	0	1.325.709	1.325.709
Total Adicionais	22.460.162	5.964.039	28.424.201	27.427.265	7.958.642	35.385.907

35. No Anexo I da Nota Técnica no 182/2003/SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 134.761.877 e custos adicionais no valor de R\$ 35.385.907, resultando um total de R\$ 170.147.785 (valores de outubro 2003). De acordo com o exposto sobre o cálculo da “Empresa de Referência” e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 025/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da PIRATININGA. O incremento do valor final em relação à ER apresentada na NT 182/2003 se deve a pequenos ajustes nos valores de custos adicionais e a inclusão de novos itens: Comutadores de Tensão Sob Carga, Banco de Capacitores e Revisão de Redes de EAT Subterrâneas. Os demais ajustes decorrem essencialmente da substituição de valores previstos para a variação do IGPM e do IPCA (agosto e setembro de 2003), por valores efetivos disponíveis na data da revisão tarifária, 34,50% e 22,22% respectivamente.

Tabela VII
Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 025/2003

PIRATININGA	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001			CUSTOS EM OUTUBRO 2003		
	PESSOAL (R\$)	MAT. E SERV. (R\$)	TOTAIS / ANO (R\$)	PESSOAL (R\$)	MAT. E SERV. (R\$)	TOTAIS / ANO (R\$)
Custos Totais ER/Ano	55.194.061	50.479.335	105.673.396	67.458.181	67.894.706	135.352.887
Custos Totais Adicionais	24.827.186	6.795.916	31.623.101	30.343.786	9.140.507	39.484.293
Custos Totais com Adicionais (R\$)	80.021.247	57.275.251	137.296.498	97.801.968	77.035.212	174.837.180

36. Os valores finais, acrescidos do montante de R\$ 6.925.118,59 a título de “inadimplência regulatória”, resultaram em R\$ 181.762.298,72, conforme considerado na Resolução nº 565, de 22/10/2003.

37. 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.

38. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 2.018 empregados e uma quantidade total de veículos de 354.

Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 609 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 142 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

39. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica no 182/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 101.566.256,73**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de R\$ 82.080.191,79, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de R\$ 19.486.064,94. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para R\$ 86.714.334,62 e o valor relativo a P&D para R\$ 19.509.537,42, totalizando **R\$ 106.223.872,04**.

V - RECEITA VERIFICADA

40. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 1.600.141.554,23**. Esse valor se manteve inalterado e foi resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda (fornecimento) considerado para o ano-teste, de **10.235.249 MWh**, conforme previsão da concessionária.

VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

41. Conforme explicitado na Nota Técnica no 182/2003-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.

42. As receitas da PIRATININGA oriundas da prestação de serviços, arrendamento e de aluguéis e do uso do sistema de distribuição, valoradas em **R\$ 27.093.134,69** na referida Nota Técnica, foram posteriormente atualizadas para **R\$ 55.158.393,46**, em razão do reposicionamento das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) cobradas pela PIRATININGA dos consumidores livres de sua área de concessão.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

43. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 182/2003-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, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e Outras Receitas, conforme a fórmula a seguir.

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

44. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da PIRATININGA passou de **21,19%** para **19,58%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (1.968.625.323,16 - 37.486.812,53 - 17.671.580,93) / 1.600.141.554,23$$

$$\text{RT} = 19,58\%$$

45. Por meio da Resolução ANEEL n.º 336, de 16 de agosto de 2001, foi dada anuência ao pedido de cisão parcial da BANDEIRANTE Energia e à transferência parcial da concessão à Companhia Piratininga de Força e Luz. Como decorrência foram assinados, pelos acionistas controladores das citadas empresas, aditivos ao Contrato de Concessão n.º 202/98. Esses aditivos regulam as obrigações decorrentes da operação de cisão da concessão.

46. Conforme dispõe o aditivo ao contrato de concessão e o inciso IV do art. 1º da Resolução ANEEL n.º 336/2001, quando da primeira revisão tarifária periódica da Bandeirante Energia e da Companhia Piratininga de Força e Luz será aplicado às tarifas de fornecimento o menor índice de reposicionamento tarifário apurado entre as duas concessionárias. Da comparação entre os índices de reposicionamento tarifário da BANDEIRANTE, de **18,08%**, e da Piratininga, de **19,58%**, conforme Nota Técnica nº 182/2003, conclui-se que deve se aplicar às duas concessionárias o índice de **18,08%**.

47. De acordo com o exposto na Nota Técnica nº 182/2003-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.

48. 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 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 23/10/03; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

49. Conforme dispõe o aditivo ao contrato de concessão e o inciso IV do art. 1º da Resolução ANEEL n.º 336/2001, o reposicionamento tarifário (RT) da PIRATININGA é de **18,08%**, ou seja, idêntico ao da BANDEIRANTE. De acordo com exposto no parágrafo anterior, 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. Verificou-se, entretanto, que a aplicação do índice de reajuste tarifário anual estimado da concessionária (11,53%) resultaria em nível inadequado para a relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos. Para manter essa relação em níveis razoáveis e compatíveis com os resultados obtidos para as concessionárias que receberam o parcelamento do Reposicionamento Tarifário até o presente, o reajuste deve ser de **14,68%**. Portanto, o reposicionamento tarifário da PIRATININGA é de **14,68%**, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação desse percentual no lugar do RT de 18,08% será acrescida à Parcela B da concessionária distribuidora em 3 parcelas anuais, no valor estimado de **R\$ 71.087.116,00**, em cada um dos reajustes tarifários do próximo período tarifário, ou seja, nos anos de 2004 a 2006.

50. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **18,08%** 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

51. O cálculo preliminar do componente X_e do Fator X para a PIRATININGA, apresentado na Nota Técnica nº 182/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,64%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o componente X_e foi alterado para **1,62%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do componente X_e depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 46, 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.
52. O cálculo do *Fator X_c* será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da PIRATININGA, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 565/2003.
53. 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.”*
54. 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. 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

55. 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.

56. O valor da CVA da PIRATININGA, calculado em **R\$ 88.434.962,17**, não foi incorporado às suas tarifas na data da revisão tarifária periódica, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.

57. O valor do PERCEE da PIRATININGA soma **R\$ 6.276.368,77** e incrementou o índice de reposicionamento em 0,32 ponto percentual.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

58. Nos termos do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, da Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, da Resolução ANEEL nº 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da PIRATININGA, 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 PIRATININGA das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela IX
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da PIRATININGA

Reposicionamento Tarifário: 14,68%	
Grupo	Varição
A1	19,38%
A2	17,93%
A4	14,20%
BT	13,25%

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

59. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a PIRATININGA 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.

60. 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.

61. 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 **18,08%** 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.
62. 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.

63. 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.
64. 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.

Leonardo dos Santos Macieira
Técnico

Ricardo Romano
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica