



**NOTA TÉCNICA Nº 015/2004–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 230/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
AP 039/2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 726, de 24 de dezembro de 2003**

Brasília, 18 de fevereiro de 2004

Nota Técnica n.º 015/2004-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 230/2003-SRE/ANEEL

Em 18 de fevereiro de 2004.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica **CERJ** - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 726, de 24 de dezembro 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 CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, constante da Nota Técnica n.º 230/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 039/2003. 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 726, de 24 de dezembro de 2003.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a Audiência Pública AP 039/2003, o valor da Receita Requerida da CERJ foi alterado de **R\$ 1.799.109.489,29** para **R\$ 1.876.705.175,19**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 1.005.128.044,09** para **R\$ 1.074.501.690,75**, ou seja, uma acréscimo de **R\$ 69.373.646,66**. 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\$ 793.981.445,20** para **R\$ 802.203.484,44**, representando um incremento de **R\$ 8.222.039,24**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CERJ 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 039/2003 os custos com compra de energia da CERJ foram alterados de **R\$ 735.930.696,11** para **R\$ 770.777.679,96**, representando um incremento de **R\$ 34.846.983,85**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 726, de 24 de dezembro de 2003.

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

	NT Nº 230/2003- SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL 726/2003- SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh
ITAIPU	180.986.365,35	90,16	180.439.921,53	87,62
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-	-
CONTRATOS INICIAIS	320.060.337,87	74,06	340.557.669,54	72,54
Furnas	319.769.866,73	74,05	340.267.235,85	72,52
CENF	278.212,75	98,46	278.212,75	98,46
CESP	12.258,39	94,30	12.220,94	94,01
CONTRATOS BILATERAIS	234.883.992,90	74,67	254.417.533,34	91,77
Com terceiros				
PMAE	4.073.955,07	8,36	-	-
A CONTRATAR	40.760.320,47	74,06	-	-
Com partes relacionadas				
CIEN - 200MW	165.197.715,36	94,03	163.218.663,09	92,91
CIEN - 84MW	-	-	63.243.263,87	95,23
ENERTRADE - 40MW	24.852.002,00	70,73	27.955.606,38	79,56
TOTAL (Energia Comprada)	735.930.696,11	75,51	775.415.124,40	79,14
Sobras Contratuais			4.637.444,44	89,49
TOTAL (considerado na Receita Requerida)	735.930.696,11	75,51	770.777.679,96	79,08

5. A alteração do valor da energia elétrica adquirida de Itaipu Binacional se deve à substituição da taxa de câmbio de **R\$ 2,9000/US\$**, prevista na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL, para o valor efetivamente vigente na data de 26 de dezembro de 2003, de **R\$ 2,8994/US\$**. Além disso, o montante de demanda alterou de **3.555.000 kW** para **3.545.000 kW**.
6. O valor da despesa com compra de energia de FURNAS foi alterado por duas razões: o valor definitivo para a tarifa de compra, conforme resolução ANEEL nº 689, de 24/12/03; e o aditamento ao contrato inicial levando ao novo montante de **4.692.078 MWh**.

7. O valor da despesa com compra de energia da **CESP** foi alterado pela utilização do IGPM efetivamente realizado em 31/12/2003 de **12,09%** , em substituição ao valor de **12,07%** utilizado na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL.
8. O valor da despesa com compra de energia da **Enertrade**, no montante de 351.360 MWh, e **CIEN – 200MW**, no montante de 1.756.800 MWh, foi alterado em virtude da aprovação por parte da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF dos respectivos contratos, com definição das tarifas de repasse e dos montantes.
9. O valor da despesa com compra de energia da **CIEN – 84 MW**, no montante de 664.110,72 MWh, foi incorporado em virtude da aprovação por parte da SFF/ANEEL do respectivo contrato, com definição da tarifa de repasse e de seu montante.
10. A **CERJ** para o Ano-Teste, de acordo com o balanço energético, deverá ficar com sobras de energia de **51.823 MWh**. Essas sobras foram expurgadas a uma tarifa de **89,49 R\$/MWh** representando uma redução de despesa com compra de energia no valor de **R\$ 4.637.444,44**. O valor de **89,49 R\$/MWh** representa a tarifa média dos contratos bilaterais celebrados pela Concessionária para o Ano-teste de 31/12/2003 a 30/12/2004.
11. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da CERJ a título de compra de energia passou de **R\$ 735.930.696,11** para **R\$ 770.777.679,96**.

III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

12. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da CERJ passou de **R\$ 269.197.347,97** para **R\$ 303.724.010,79**.

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

Encargos Tarifários	Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL	Resolução nº 276, de 24/12/2003	Diferença
Reserva Global de Reversão - RGR	31.501.877,68	32.648.499,98	1.146.622,30
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	3.502.014,03	3.055.441,73	(446.572,30)
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	48.568.428,54	48.568.428,54	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	33.140.702,89	33.140.702,89	-
Operador Nacional do Sistema - ONS	82.107,18	82.107,18	-
Montante de Uso dos Sistema de Transmissão fora dos CI's	27.888.624,67	31.031.357,40	3.142.732,73
Montante de Uso dos Sistema de Transmissão ITAIPU	3.789.985,18	3.789.985,18	-
Rede Básica	75.678.296,63	75.678.296,63	-
Encargos de Conexão	13.865.961,41	13.868.744,99	2.783,58
Transporte ITAIPU	9.868.715,55	9.840.955,45	(27.760,10)
Compensação Financeira :	381.776,39	409.042,62	27.266,24
Despesa com o uso do Sistema de Distribuição	20.928.857,82	51.610.448,19	30.681.590,37
Total Encargos Tarifários	269.197.347,97	303.724.010,79	34.526.662,82

13. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 977 e 978, de 16/12/2003.

14. 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 241-SRE/ANEEL, de 24 de novembro de 2003 e mediante o Anexo VI da Resolução nº 726, de 24 de dezembro de 2003.

15. 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.

16. Os valores relativos ao Transporte de Itaipu foram alterados em virtude da mudança do montante de **3.555.000 kW**, apresentado na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL, para **3.545.000 kW** na energia elétrica proveniente de Itaipu.

17. Os valores referentes à Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFRUH) foram modificados em virtude da Resolução ANEEL nº 647, de 08 de dezembro de 2003, que modificou a Tarifa Atualizada de Referência – TAR para **44,20 R\$/MWh**.
18. Os valores de despesa com o Uso do Sistema de Distribuição foram alterados em virtude da nova TUSD da LIGHT definida pela resolução ANEEL nº 591, de 6 de novembro de 2003.
19. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL, de **12,07%**, pela variação efetiva disponível em 31/12/2003, de **12,09%**, 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 CERJ, constante da Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 793.981.445,20**. Na Resolução ANEEL nº 726, de 24 de dezembro de 2003 o valor considerado foi de **R\$ 802.203.484,44**. O acréscimo de **R\$ 8.222.039,24** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CERJ 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 CERJ, apresentada na Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 283.658.183,79**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da CERJ em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 6.173.578,46**. 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 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.
22. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CERJ, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 230/2003-SRE/ANEEL.

Tabela III
Custos Operacionais da ER relativa à CERJ (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	2.328.424	5.767.349
	Diretoria de Administração	2.204.540	3.405.060	5.609.599
	Gerência de RH	900.153	138.953	1.039.106
	Gerência de Sistemas	1.480.308	3.712.428	5.192.735
	Diretoria de Finanças	2.047.623	275.835	2.323.458
	Diretoria de Distribuição	6.720.211	10.391.401	17.111.612
	Diretoria Comercial	7.905.782	8.957.795	16.863.577
Estrutura Regional	Gerências Regionais	18.983.613	5.146.220	24.129.833
	Escritórios Comerciais	13.941.979	5.149.699	19.091.678
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	8.672.731	16.819.469	25.492.201
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	24.813.561	23.356.778	48.170.339
Custos Totais / Ano		91.109.426	79.682.062	170.791.488

23. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 230/2003-SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- i.* Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER 53% correspondem a gastos de pessoal e 47% 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 O&M, com 28% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 11%, e do P&A de Comercial com 15%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 43% 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 56% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- iii.* Quanto às unidades centrais e regionais, ADM têm 3% dos custos totais, FIN têm 1% dos custos totais, DIS 10%, COM 10%, as gerências regionais 25% e os Conselhos e Presidência 3%. As unidades centrais e regionais concentram 57% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 41% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso importante das anuidades 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 CERJ

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Quantidade de Pessoal	Pessoal / Unidade Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	48	2%
	Diretoria de Administração	51	2%
	Gerência de Rh	23	1%
	Gerência de Sistemas	35	1%
	Diretoria de Finanças	45	2%
	Diretoria de Distribuição	124	4%
	Diretoria Comercial	335	12%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	408	14%
	Escritórios Comerciais	495	17%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	557	19%
	Processos e Atividades de Operação e Manutenção	755	26%
Total de Pessoal		2.866	100%

25. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 46% da força de trabalho (incluído atendimento comercial). Esse percentual é bastante coerente haja visto que esses Processos e Atividades são os que exigem maior número 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 22,99% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 35,28%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 28,7%.

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

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.229.534	3.149.892	7.379.426
	Diretoria de Administração	2.711.363	4.606.365	7.317.728
	Gerência de RH	1.107.098	187.976	1.295.074
	Gerência de Sistemas	1.820.630	5.022.172	6.842.803
	Diretoria de Finanças	2.518.372	373.150	2.891.521
	Diretoria de Distribuição	8.265.187	14.057.488	22.322.675
	Diretoria Comercial	9.723.321	12.118.105	21.841.426

Setores da Empresa	Unidades e Processos e Atividades	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Regional	Gerências Regionais	23.347.946	6.961.806	30.309.752
	Escritórios Comerciais	17.147.240	6.966.513	24.113.753
Processos e Atividades	Comerciais	10.666.592	22.753.378	33.419.970
	Operação e Manutenção	30.518.199	31.597.049	62.115.248
Custos Totais / Ano		112.055.483	107.793.894	219.849.377

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 230/2003-SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:
- iv. Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos anuais estimados;
 - v. Geração 62 MW instalados (PCH antigas): corresponde aos custos de operação e manutenção (exceto combustível) das centrais hidrelétricas da CERJ. O custo considerado é de R\$ 11,7/MWh.ano (Dez. 2001), valor estimado para centrais do porte e antigüidade considerados. A geração anual média considerada é de 271.000 MWh/ano;
 - vi. Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores das empresas que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica até o momento;
 - vii. Crescimento de P&A Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para Dezembro de 2003 (5,15%);
 - viii. Crescimento de Processos a Atividades de O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do Operação e Manutenção tendo em conta o crescimento dos ativos para Dezembro de 2003 (4,12%);
 - 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;

Encargos Adicionais de Pessoal	R\$ (2001)
08 - AUXILIO CRECHE	87.107
09 - AUXILIO PAIS E FILHOS	62.939
13 - COMPLEMENTAÇÃO DE AUXILIO DOENÇA	40.238
29 - PLANO MÉDICO	3.366.130
31 - PREVIDÊNCIA PRIVADA	2.362.834
33 - SALÁRIO EDUCAÇÃO	1.107.715
34 - SALÁRIO FAMÍLIA	77
36 - SEGURO DE VIDA	91.027
38 - TICKET	5.028.490
39 - VALE TRANSPORTE	555.912
Plano Odontológico	3.952.744
Adicional por Tempo de Serviço	3.952.744
Plano Médico dos Aposentados	3.792.934
Encargos reconhecidos	24.400.892

- x. Ouvidoria: considerou-se o número de pessoas informado pela CERJ e o custo de pessoal médio calculado na Empresa de Referência;
- xi. Subestação Móvel: adotaram-se valores consistentes com os considerados para as empresas revisadas até o momento;
- xii. Seguros: considerou-se 0,035% do valor estimado para o Imobilizado Bruto da Empresa;
- xiii. Vigilância: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CERJ para 146 pessoas, que o salário médio é consistente com os valores considerados na ER;
- xiv. Manutenção de Hardware dos Sistemas Centrais: considerou-se um acréscimo de 5% na despesa contemplada na ER;
- xv. Manutenção de Software dos Sistemas Centrais: considerou-se um acréscimo de 20% na despesa contemplada na ER;
- xvi. Consumo de Combustível: considerou-se um acréscimo de 10% na despesa contemplada na ER para os automóveis e caminhonetes;
- xvii. Aluguel: considerou-se um acréscimo de R\$3,00/m² na despesa contemplada na ER para o aluguel de escritórios da estrutura central, regionais e comerciais;
- xviii. Edição de Outros Documentos: adotou-se o acréscimo do valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas revisadas até o momento;
- xix. Call Center: ajustou-se os gastos de pessoal e comunicações pelo crescimento do número de clientes;
- xx. Manutenção de Cabo Submarino: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CERJ, que é consistente com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica até o momento.

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 230/2003-SRE/ANEEL

ADICIONAIS	Dez 2001			Dez 2003		
	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	4.041.400	1.732.028	5.773.428	4.970.517	2.343.088	7.313.605
Geração 62 MW instalados (PCH antigas)	1.179.905	1.992.180	3.172.085	1.451.165	2.695.021	4.146.186
Linha Viva	1.600.000	1.600.000	3.200.000	1.967.840	2.164.480	4.132.320
Crescimento Processos Comercial	447.066	867.018	1.314.084	549.846	1.172.902	1.722.748
Crecimento Processos O&M	1.023.281	963.205	1.986.486	1.258.533	1.303.023	2.561.557
Encargos de pessoal adicionais	24.400.892	0	24.400.892	30.010.657	0	30.010.657
Ouvidoria	381.477	163.490	544.967	469.179	221.169	690.348
Subestação Móvel	200.000	100.000	300.000	245.980	135.280	381.260
Seguros	0	980.000	980.000	0	1.325.744	1.325.744
Vigilantes (146)	2.339.831	0	2.339.831	2.877.758	0	2.877.758
5% Manutenção Hardware Sistemas Centrais	0	227.048	227.048	0	307.151	307.151
20% Manutenção Software Sistemas Centrais	0	349.305	349.305	0	472.540	472.540
Aumento de gasto 10% combustível V1 e V2	0	216.884	216.884	0	293.400	293.400
Incremento aluguel	0	413.542	413.542	0	559.440	559.440
Edição de outros documentos	0	126.636	126.636	0	171.313	171.313
Ajuste Call Center por crescimento de clientes	187.430	113.602	301.032	230.521	153.680	384.201
Cabo submarino	139.036	84.270	223.305	171.000	114.000	285.000
Total de Adicionais	35.940.317	9.929.208	45.869.525	44.202.996	13.432.232	57.635.228

30. No Anexo I da Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 277.484.605,00 (valores de Dezembro de 2003), que corresponde ao valor de R\$ 219.849.377, mostrado na Tabela V, acrescentado de custos adicionais no valor de R\$ 57.635.228, indicado na Tabela VI.

31. Após a Audiência Pública AP 039/2003 foram incorporadas as seguintes alterações no levantamento do montante referente à "Empresa de Referência" :

i- Os valores de IGPM e IPCA foram alterados para 35,67% e 23,25%, respectivamente, em função da apuração definitiva desses índices até o mês de novembro de 2003;

ii - Foram trocados os escritórios tipo 5 (1 empregado) por tipo 4 (2 empregados), para satisfazer legislação de segurança (NR10), com o conseqüente aumento de custo.

32. Desse modo, os valores finais para a “Empresa de Referência” foram modificados conforme mostra a tabela que se segue:

Tabela VII
Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 039/2003

CERJ	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM DEZEMBRO 2003 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO
Custos Totais da ER	91.404.955	79.738.560	171.143.515	112.569.469	108.178.545	220.748.013
Adicionais	38.068.351	9.919.699	47.988.050	46.882.952	13.457.712	60.340.664
Custos Totais com Adicionais	129.473.306	89.658.259	219.131.565	159.452.421	121.636.257	281.088.677

33. Os valores finais, acrescidos do montante de **R\$ 6.173.578,46** a título de “inadimplência regulatória”, resultaram em **R\$ 287.262.255,92**, conforme considerado na Resolução nº 726, de 24 de dezembro de 2003.

34. 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.

35. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 3.228 empregados e uma quantidade total de veículos de 515. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 550 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 100 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

36. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 105.906.862,53**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de **R\$ 88.054.680,69**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 17.852.181,84**. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para **R\$ R\$ 91.894.220,54** e o valor relativo a P&D para **R\$ R\$ 18.630.609,09**, totalizando **R\$ R\$ 110.524.829,63**.

V - RECEITA VERIFICADA

37. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 1.583.853.499,95**. 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 **7.331.037 MWh**, conforme previsão da concessionária. Entretanto, houve ajustes no mercado decorrente de uma correção nos montantes de suprimento, alterando o mercado para **7.331.040 MWh**, o que representou uma Receita de Fornecimento Verificada final de **R\$ 1.583.821.208,84**.

VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

38. Conforme explicitado na Nota Técnica no 230/2003-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.

39. As receitas da CERJ oriundas do uso do sistema de distribuição, valoradas em **R\$ 18.064.483,57** na referida Nota Técnica, foram posteriormente atualizadas para **R\$ 33.359.985,99**, em razão do reajuste das tarifas da TUSD.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

40. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 230/2003-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.

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

41. 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 **11,59%** apresentado na Nota Técnica no 230/2003-SRE/ANEEL foi recalculado, passando a ser de **15,52%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (\text{R\$ } 1.876.705.175,19 - 0 - \text{R\$ } 33.359.985,99 - \text{R\$ } 13.642.702,84) / \text{R\$ } 1.583.821.208,84$$

$$\text{RT} = 15,52\%$$

42. O índice de reposicionamento é inferior ao índice estimado de reajuste tarifário anual da CERJ (**15,03%**) adicionado de 1%, de forma que não se aplica o procedimento de parcelamento apresentado no item V.1.8 da Nota Técnica nº 230/2003-SRE/ANEEL.

43. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **4,00%** da quota de reintegração e a Base de Remuneração Regulatória são provisórios, devendo o valor definitivo ser estabelecido 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 da quota de reintegração e o seu valor definitivo, bem como a definição da Base de Remuneração Regulatória, será corrigida no reajuste tarifário anual da concessionária.

VIII – FATOR X

44. O cálculo preliminar do *Fator X_e* para a CERJ, apresentado na Nota Técnica no 230/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,62%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o *Fator X_e* foi alterado para **1,29%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do *Fator X_e* depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 44, será estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória. Assim, o valor do *Fator X_e* será recalculado pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário anual da concessionária, após a determinação do reposicionamento tarifário definitivo.

45. O cálculo do *Fator X_c* será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da CERJ, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 726, de 24 de dezembro de 2003.

46. 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."

47. 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. Portanto, o Fator X total será o resultado dos três componentes mencionados:

$$\text{Fator}_{\text{CERJ}} X = f (X_e ; X_c ; X_a)$$

IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

48. Os componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica consistem: *i)* na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A; *ii)* 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 *iii)* na Recomposição Tarifária Extraordinária para recompor a perda de receita da concessionária ocorrida durante o PERCEE, para compensar o montante relativo às variações de valores de itens da Parcela A, constantes dos contratos de concessão, no período de 01/01/2001 a 25/10/2001 e para compensar o montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE durante a vigência do PERCEE.
49. Em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4/04/2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, o valor da CVA da CERJ, calculado em **R\$ 96.459.102,49**, não foi incorporado às tarifas em 31 de dezembro de 2004, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
50. O valor do PERCEE da CERJ soma **R\$ 1.014.168,00** e incrementou o índice de reposicionamento em **0,06%** ponto percentual. Esse valor corresponde à parcela de PERCEE que a concessionária tinha direito e que não foi compensada no período tarifário de 31/12/2002 a 30/12/2003.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

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

Tabela VIII
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da CERJ

Reposicionamento Tarifário: 15,52%	
Grupo	Variação (%)
A2	18,13
A3a	17,87
A4	14,41
BT	15,00

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

52. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CERJ é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão tarifária periódica. Importa salientar que o equilíbrio obtido no ano-teste é o resultado da aplicação de metodologias que contemplem, de forma coordenada, os conceitos fundamentais de custos operacionais que atendam a critérios de eficiência e de remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço aos consumidores.

53. Para estabelecer custos operacionais que atendam a critérios de eficiência a ANEEL adotou uma metodologia não “invasiva” (“Empresa de Referência”) para apurar os custos operacionais, entendendo como tal 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.

54. 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 da quota de reintegração de **4,00%** deverá ser ajustado após a definição desses valores. A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório da quota de reintegração e o percentual definitivo será corrigida no reajuste tarifário anual de 31 de dezembro de 2004.
55. Para o cálculo do Fator X a ANEEL está utilizando um enfoque consistente com os princípios do regime de regulação por incentivos e que assegura a manutenção, durante todo o segundo período tarifário, da condição de equilíbrio definida no reposicionamento tarifário. O componente de produtividade (X_e), calculado pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), pretende determinar exclusivamente os efeitos de uma maior produtividade derivados do crescimento do mercado – e não da gestão da concessionária – sobre seus custos operacionais. Com efeito, o crescimento do mercado de vendas, seja vertical (de consumo de energia elétrica dos consumidores existentes) ou horizontal (conexão de novos clientes em área servida) pode ser atendido pela concessionária com custos incrementais menores que os definidos no reposicionamento tarifário. Igualmente ao tratamento dado aos ganhos de eficiência obtidos pela concessionária durante o primeiro período tarifário, a ANEEL considera justo que a concessionária se aproprie integralmente dos ganhos de eficiência que ela for capaz de obter ao longo do segundo período tarifário, com relação aos valores de custos fixados na revisão tarifária periódica, segundo o conceito de “Empresa de Referência” (ER). Trata-se de um reconhecimento à maior eficiência da concessionária, coerente com o regime de regulação por incentivos. Entretanto, não é justo que os ganhos de produtividade – isto é, os ganhos que não decorrem da eficiência da concessionária – sejam por ela retidos. Daí o componente X_e pelo método FCD repassar integralmente tais ganhos aos clientes. Para eliminar o efeito de incertezas associadas ao comportamento do mercado no segundo período tarifário, a ANEEL adotará um mecanismo adequado e transparente que consiste em recalcular o componente X_e , mediante o método FCD, ao final do período tarifário, quando os valores reais de demanda de energia e de investimentos forem conhecidos. Eventuais diferenças entre esse valor recalculado e o aplicado durante cada reajuste do período tarifário, serão convertidas em montantes que se adicionarão (ou se deduzirão) à Parcela B a ser definida no marco da próxima revisão tarifária periódica. Além disso, em cada reajuste tarifário anual serão calculadas as diferenças entre os valores anuais acumulados do mercado de vendas previsto e do efetivamente verificado e, quando essas diferenças, em valores absolutos, resultarem superiores a 2,5% do valor acumulado do mercado de vendas previsto (na data da revisão tarifária periódica), o recálculo será efetuado antecipadamente, isto é, na data do reajuste tarifário anual da concessionária.

56. O componente de qualidade (X_c) é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do usuário do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica, ainda que o ponto de vista desse usuário seja, por definição, subjetivo. É igualmente claro o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva. A ANEEL procedeu a alterações na forma de cálculo do *Fator X_c* , em face das contribuições recebidas nas audiências públicas, de forma que o valor do componente X_c pode resultar em punição ou em prêmio à concessionária, dependendo da avaliação do consumidor sobre o serviço prestado. Além disso, as comparações passaram a ser entre concessionárias de um mesmo grupo.
57. Finalmente, é importante esclarecer que a ANEEL, a partir das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos desde a Audiência Pública AP 039/2003, apresentou novamente a metodologia de cálculo do Fator X para discussão pública, com vistas à sua consolidação, mediante a Audiência Pública AP 043/2002.

Belarmino Elias
Técnico

José Jurânio da Rocha
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica