

SERRÃO
ADVOGADOS

**EXMO. SR. DEPUTADO FEDERAL JOSÉ CARLOS ARAÚJO, PRESIDENTE
DA COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR DA CÂMARA DOS
DEPUTADOS**

Assunto: Propostas de Fiscalização e Controle n.º 116/2010 e 05/2011

Autor: Exmo. Sr. Deputado Federal Eduardo da Fonte

Relator: Exmo. Sr. Deputado Federal Chico Lopes

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO (“CELPE”), concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, inscrita no CNPJ/MF nº 10.835.932/0001-08, com sede na Av. João de Barros, n.º 111, Boa Vista, Recife, Estado de Pernambuco, vem, respeitosamente, por seus representantes, em atendimento ao Ofício Sec. n.º 35/2013, de 11 de abril de 2013 (“Ofício 35/13”), expor e requerer o que segue:

I – DA TEMPESTIVIDADE:

1. Com fulcro no Regimento Interno da Câmara dos Deputados (“RICD”), art. 61, §§ 2.º e 3.º, essa Comissão de Defesa do Consumidor fixou o “*prazo de 10 (dez) dias*” para que a CELPE prestasse informações sobre as matérias indicadas no Ofício 35/13.

2. A CELPE recebeu o Ofício 35/13 no dia 22 de abril de 2013 (segunda-feira). Dessa forma, seu prazo para prestação destas informações começou a correr no dia 23 de abril de 2013 (terça-feira), encerrando-se no dia 2 de maio de 2013 (quinta-feira), tudo na forma do RICD, art. 280.

3. Assim sendo, a presente prestação de informações é tempestiva.

Rua do Rocio nº 84, 2º andar
CEP: 04552-000 - São Paulo - SP – Brasil
Fone: 55 11 3018-7777
escritorio@serraoadvogados.com.br

SAUS Quadra 01, Bl. M, Ed. Libertas, sala 511
CEP: 70070-010 - Brasília - DF – Brasil
Fone: 55 61 3322-3733
escritoriobsb@serraoadvogados.com.br

II – DOS FATOS:

4. Em 6 de abril de 2010, foi apresentada a Proposta de Fiscalização e Controle n.º 116/2010 (“PFC 116/10”), por meio da qual se pretendia que essa Comissão de Defesa do Consumidor realizasse, com o auxílio do Tribunal de Contas da União (“TCU”), *“ato de fiscalização e controle com vistas a apurar possível apropriação indevida e/ou ganhos abusivos pela Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) no repasse das perdas comerciais, no período de 2002 a 2009”*.

5. A justificativa da referida Proposta de Fiscalização e Controle afirma, em síntese, que não seria adequada a incorporação às tarifas do custo das perdas de energia, pois:

- a. no caso de inadimplemento do usuário, as distribuidoras recuperam, em parte, os valor de seus créditos – notadamente mediante a suspensão do fornecimento de energia elétrica;
- b. no caso de erro de medição, os usuários não podem ser onerados pela ineficiência das próprias distribuidoras; e
- c. o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (“MCSPEE”), item 6.3.2, permite que as distribuidoras deduzam essas despesas das receitas que compõem seu lucro tributável, reduzindo, pois, a arrecadação tributária.

6. Por outro lado, em 6 de abril de 2011, apresentou-se a Proposta de Fiscalização e Controle n.º 05/2011 (“PFC 5/11”), por meio da qual se pretendia que essa Comissão de Defesa do Consumidor realizasse, com o auxílio do TCU, *“ato de fiscalização e controle com vistas a auditar o processo de reajuste tarifário da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), no ano de 2011”*.

7. A justificativa dessa outra Proposta de Fiscalização e Controle afirma, em síntese, que:

- (i) em 2011, o índice de reajuste tarifário anual da CELPE foi de 11%, enquanto a inflação de 2010 alcançou 5,9%; e
- (ii) a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) deveria haver deduzido do índice de reajuste tarifário da CELPE:
 - a. o valor pago indevidamente pelos usuários da Concessionária em razão de erro alegado pela CPI das Tarifas de Energia na fórmula de reajuste tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica; e
 - b. o valor referente às perdas não técnicas relacionadas a inadimplemento dos usuários e erros de medição da própria Concessionária.

8. Em 13 de novembro de 2012, apresentou-se o relatório prévio das PFC 116/10 e 5/11, manifestando-se pela sua implementação.
9. Por fim, em 22 de abril de 2013, a CELPE recebeu o Ofício 35/13, por meio do qual:
- (i) foi informada de que, na reunião ordinária dessa Comissão de Defesa do Consumidor realizada no dia 10 de abril de 2013, durante a apreciação das PFC 116/10 e 5/11, foi acolhida sugestão no sentido de que, antes da aprovação e envio das medidas ao TCU, fossem colhidos esclarecimentos adicionais junto à CELPE; e, ato contínuo,
 - (ii) foi intimada a prestar informações sobre a *“possível apropriação indevida e/ou ganhos abusivo pela Companhia.... no repasse das perdas comerciais, no período de 2002 a 2009”*, bem como sobre o *“processo de reajuste tarifário da Companhia.... no ano de 2011”*.
10. Eis os fatos ocorridos até o momento.

III – DO DIREITO:

III.i – Da Ausência de Competência da Comissão de Defesa do Consumidor para Fiscalizar Concessionárias de Serviço Público:

11. Em Direito, dizer que um indivíduo é competente para praticar um ato significa que esse ato pode ser praticado apenas e tão-somente por esse indivíduo, isto é, que a ordem jurídica reconhece caráter jurídico a esse ato, apenas e tão-somente se ele for praticado por esse indivíduo. Por exemplo: alguns indivíduos podem se reunir em uma sala e manifestar-se favoravelmente a uma proposição; entretanto, esse ato somente configurará a elaboração de uma lei se esses indivíduos integrem um Parlamento.
12. O relatório prévio sobre as PFC 116/10 e 5/11, ao analisar a competência dessa Comissão de Defesa do Consumidor para a matéria, invocou o RICD, art. 24, IX; 32, V e par. ún.; 60, II; e 61; *verbis*:

“I – 3 Da Competência desta Comissão

“Os artigos 24, inciso IX, e 32, inciso V, e o seu Parágrafo Único, todos do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, fundamentam a competência desta Comissão nesse tema, pois determinam que constitui sua atribuição o acompanhamento e fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta, incluídas as sociedades e fundações instituídas pelo Poder Público Federal”. (PCF 116/10, p. 3) (grifou-se)

“I – 3 Da Competência desta Comissão

“A esta Comissão, com base no artigo 32, inciso V, do Regimento Interno desta Casa, cabe o exame das relações de consumo e as medidas de defesa do consumidor. O art. 60, II, e o art. 61 do Regimento Interno fundamentam a competência desta Comissão no exercício da fiscalização de temas que sejam pertinentes a ela, tal como no presente caso, que envolve relações de consumo entre a ANEEL e as empresas concessionárias de energia elétrica e os consumidores finais” (PFC 5/11, p. 2) (grifou-se)

13. Apenas por uma questão de clareza, vale transcrever os dispositivos do RICD invocados pelo Exmo. Sr. Relator; *verbis*:

“Art. 24. Às Comissões Permanentes, em razão da matéria de sua competência, e às demais Comissões, no que lhes for aplicável, cabe: (...)

“IX - exercer o acompanhamento e a fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta, incluídas as fundações e sociedades instituídas e mantidas pelo Poder Público federal, em articulação com a Comissão Mista Permanente de que trata o art. 166, § 1º, da Constituição Federal”.

“Art. 32. São as seguintes as Comissões Permanentes e respectivos campos temáticos ou áreas de atividade: (...)

“V - Comissão de Defesa do Consumidor:

“a) economia popular e repressão ao abuso do poder econômico;

“b) relações de consumo e medidas de defesa do consumidor;

“c) composição, qualidade, apresentação, publicidade e distribuição de bens e serviços; (...)

“Parágrafo único. Os campos temáticos ou áreas de atividades de cada Comissão Permanente abrangem ainda os órgãos e programas governamentais com eles relacionados e respectivo acompanhamento e fiscalização orçamentária, sem prejuízo da competência da Comissão Mista Permanente a que se refere o art. 166, § 1º, da Constituição Federal”.

“Art. 60. Constituem atos ou fatos sujeitos à fiscalização e controle do Congresso Nacional, de suas Casas e Comissões: (...)

“II - os atos de gestão administrativa do Poder Executivo, incluídos os da administração indireta, seja qual for a autoridade que os tenha praticado”

“Art. 61. A fiscalização e controle dos atos do Poder Executivo, incluídos os da administração indireta, pelas Comissões, sobre matéria de competência destas, obedecerão às regras seguintes: (...)”. (grifou-se)

14. Em síntese, os dispositivos supracitados tratam da competência dessa Comissão de Defesa do Consumidor para controlar e fiscalizar atos *"da União e da administração direta e indireta, incluídas as fundações e sociedades instituídas e mantidas pelo Poder Público federal"*, reproduzindo, em grande medida, outros dispositivos da Constituição Federal; por todos, vale transcrever o art. 49, X¹; *verbis*:

"Art. 49. É da competência exclusiva do Congresso Nacional:

"X - fiscalizar e controlar, diretamente, ou por qualquer de suas Casas, os atos do Poder Executivo, incluídos os da administração indireta". (grifou-se)

15. Ocorre que as concessionárias e permissionárias de serviço público, dentre elas a CELPE, não integram a Administração Pública federal direta e indireta.

16. Com efeito, o Decreto-lei n.º 200, de 25 de fevereiro de 1967, estabelece, em seu art. 4.º, os órgãos e entidades que integram a Administração Pública federal direta e indireta; *verbis*:

"Art. 4.º A Administração Federal compreende:

*"I - A Administração Direta, que se constitui dos serviços integrados na estrutura administrativa da **Presidência da República e dos Ministérios.***

"II - A Administração Indireta, que compreende as seguintes categorias de entidades, dotadas de personalidade jurídica própria:

"a) Autarquias;

"b) Empresas Públicas;

"c) Sociedades de Economia Mista;

"d) Fundações Públicas". (grifou-se)

17. Por sua vez, ao comentar o dispositivo supracitado, Celso Antônio Bandeira de Mello ensina que:

"Percebe-se, pois, que o critério retor da classificação foi o orgânico, também chamado subjetivo. Com efeito, foram relacionados à conta de entidades da Administração indireta quaisquer sujeitos havidos como unidades integrantes da Administração Federal, pelo só fato de comporem dito aparelho, independentemente da natureza da atividade que se lhes considere própria e independentemente do regime jurídico que lhes corresponda (público ou parcialmente privado). Esta conclusão se redemonstra na circunstância de que FICARAM À MARGEM DE TAL ESQUEMA, APENAS POR SEREM ALHEIOS AO SOBREDITO APARELHO ESTATAL, SUJEITOS

¹ Vide, ainda, CF, art. 49, 50, 51, 52, 70 e 71.

PRESTADORES DE ATIVIDADE TÍPICAMENTE ADMINISTRATIVA, COMO OS CONCESSIONÁRIOS DE SERVIÇOS PÚBLICOS ou delegados de ofício público (titulares de serviços notariais e registro de nascimento, óbito, de casamento etc.)”². (grifou-se)

18. Assim sendo, não restam dúvidas de que essa Comissão de Defesa do Consumidor não tem competência para fiscalizar concessionárias de serviço público, tendo em vista que a Concessionária não integra a Administração Pública federal direta e indireta.

19. De fato, a fiscalização das concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica compete ao Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, com a colaboração dos usuários. É o que se extrai da Lei federal n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, art. 3.º, 29, I, e 30; *verbis*:

“Art. 3.º As concessões e permissões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente responsável pela delegação, com a cooperação dos usuários”.

“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

“I - regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação”.

“Art. 30. No exercício da fiscalização, o poder concedente terá acesso aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros da concessionária.

“Parágrafo único. A fiscalização do serviço será feita por intermédio de órgão técnico do poder concedente ou por entidade com ele conveniada, e, periodicamente, conforme previsto em norma regulamentar, por comissão composta de representantes do poder concedente, da concessionária e dos usuários”. (grifou-se)

20. Ante o exposto, requer-se, respeitosamente, que essa Comissão de Defesa do Consumidor promova o arquivamento do presente processo legislativo relativo às PFC 116/10 e 5/11.

III.ii – Da Obrigação das Concessionárias do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica de Observar as Normas Regulamentares e as Decisões da ANEEL em Matéria Tarifária:

21. A Constituição Federal, art. 175, estabelece que os serviços públicos poderão ser prestados direta ou indiretamente, neste caso mediante concessão ou permissão; *verbis*:

² DE MELLO, Celso Antônio Bandeira. *Curso de Direito Administrativo*, 19.ª ed., Malheiros: São Paulo, 2005, p. 143

“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

“Parágrafo único. A lei disporá sobre:

“I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

“II - os direitos dos usuários;

“III - política tarifária;

“IV - a obrigação de manter serviço adequado”. (grifou-se)

22. A CF, art. 175, foi regulamentada, basicamente, pela Lei 8.987/95, que:

- (i) após estabelecer que as concessões de serviço público reger-se-ão pelas leis, regulamentos e respectivos contratos de concessão (art. 1.º);
- (ii) preceitua que:
 - a. compete ao Poder Concedente realizar reajustes e revisões tarifárias (art. 29, I e V); e
 - b. os concessionários são obrigados a cumprir os regulamentos e decisões do Poder Concedente e também as cláusulas dos respectivos contratos de concessão (art. 31, VI); *verbis*:

“Art. 1º As concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição Federal, por esta Lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos”.

“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

I - regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação”.

“V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato;

“Art. 31. Incumbe à concessionária: (...)

“IV - cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão”. (grifou-se)

23. Deve-se ressaltar que, em relação ao serviço público de energia elétrica, a competência prevista na Lei 8.987/95, art. 29, I e V, foi atribuída, expressamente, à ANEEL, por meio da Lei federal n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 2.º; e 3.º, *caput* e XIX; *verbis*:

“Art. 2.º A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal”.

“Art. 3.º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1.º, compete à ANEEL: (...)

“XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação”. (grifou-se)

24. A competência da ANEEL para realizar reajustes e revisões tarifárias é reafirmada, ainda, pelo Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997³, cujos art. 2.º, 4.º, IV e X, e 12, I, preceituam que:

“Art. 2º A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal.

“Parágrafo único. A regulação e fiscalização da Agência incidirão sobre as atividades dos agentes envolvidos na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, abrangendo aqueles com funções de execução de inventário de potenciais de energia elétrica e de coordenação de operação.

“Art. 4.º À ANEEL compete: (...)

“IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

(...)

“X - atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;

³ Decreto 2.335/97: “Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências”.

“Art. 12. A ação regulatória da ANEEL, de acordo com as diretrizes e competências estabelecidas neste Anexo, visará primordialmente à:

“I - definição de padrões de qualidade, custo, atendimento e segurança dos serviços e instalações de energia elétrica compatíveis com as necessidades regionais”. (grifou-se)

25. Por sua vez, o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 26/2000-ANEEL (“Contrato de Concessão 26/00”), celebrado entre a União Federal e a CELPE, ao dispor sobre as “Condições de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, não deixa dúvidas de que a Concessionária está vinculada aos regulamentos, instruções e determinações fixadas pela ANEEL; *verbis*:

“CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

“Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL”.

26. Assim, resta claro que a CELPE, na condição de agente regulado aplicada a todas as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, subordina-se à legislação, à regulação e ao contrato de concessão, devendo praticar as tarifas fixadas pela ANEEL.

27. Com isso, importa registrar que as razões que motivaram as PFC 116/10 e 5/11 dizem mais com o mérito da regulação vigente do que com a condição específica desta Concessionária, pois pretendem impugnar a disciplina de incorporação às tarifas das perdas de energia e promover abatimentos não previstos na regulação – cujo regramento atual é aplicado, de forma indistinta, a todas as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

28. Assim sendo, esta Concessionária reafirma a sua vinculação e observância à regulação vigente e aos atos tarifários praticados pela ANEEL.

29. Ante o exposto, requer-se, respeitosamente, por mais essa razão, que seja arquivado o presente processo legislativo relativo às PFC 116/10 e 5/11.

III.iii – Da Adoção da Regulação por Incentivos, na vertente do Serviço pelo Preço, em relação ao Serviço Público de Energia Elétrica e da Possibilidade da CELPE Apropriar-se de Ganhos de Eficiência:

30. A CF, art. 175, par. ún., III, estabelece que a lei disporá sobre a política tarifária dos serviços públicos; *verbis*:

“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

“Parágrafo único. A lei disporá sobre: (...)

“III - política tarifária”. (grifou-se)

31. Em atenção ao dispositivo constitucional, a Lei 8.987/95, ao dispor sobre a política tarifária dos serviços públicos em geral, estabeleceu, em seu art. 9.º, a tarifa do serviço público concedido seria fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação, adotando, assim, o regime do serviço pelo preço; *verbis*:

“Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato”. (grifou-se)

32. Especificamente em relação ao serviço público de energia elétrica, a adoção do regime da regulação por incentivos, na vertente do serviço pelo preço, foi expressamente reafirmada pela Lei 9.427/96, cujos art. 14 e 15 preceituam que:

“Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

“I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

“IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”.

“Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

“I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

“IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato”. (grifou-se)

33. O regime do serviço pelo preço (*price cap regulation*) surgiu na Inglaterra, na década de 1980, como alternativa ao tradicional regime do serviço pelo custo (*rate-of-return regulation*).

34. No antigo e já revogado regime do serviço pelo custo, a tarifa deve cobrir todos os custos de prestação do serviço público e a isso acrescentar uma taxa pré-fixada de retorno do capital investido no negócio.

35. Ao contrário, no vigente regime do serviço pelo preço, a concessionária encontra-se sujeita a preços máximos (cuja fixação não corresponde, de modo biunívoco, aos custos específicos por ela efetivamente suportados e é fixada, antes, como um limite máximo a ser por ela observado).

36. O regime do serviço pelo preço funciona da seguinte maneira: o regulador calcula uma tarifa máxima com base em um conjunto de custos estimados para o serviço público em questão; essa tarifa vigora ao longo de um intervalo regulatório entre revisões tarifárias (em geral, de 4 anos), sendo reajustada, periodicamente (em regra, de ano em ano), por um índice de preços exógeno ao regulado (Exemplo: o IGP-M/FGV), do qual é subtraído um fator redutor vinculado ao ganho de produtividade ("Fator X"); a cada quatro anos, realizam-se revisões tarifária em que a tarifa máxima e o Fator X são recalculados, repetindo-se o mesmo processo daí por diante. Não há, portanto, uma vinculação direta e imediata entre custo e tarifa.

37. Ao romper o vínculo entre custo e tarifa, a *price cap regulation* responde aos aspectos negativos da *rate-of-return regulation*: primeiro, ela reduz o problema da assimetria de informações, visto que o regulador não precisa verificar os custos efetivamente incorridos (a maior ou a menor) por cada concessionário, vinculando-se antes aos parâmetros regulatório do serviço para determinar a tarifa; e, por fim, ela elimina o problema da falta de incentivo à eficiência produtiva pelo regulado, porquanto permite que este se aproprie dos ganhos de produtividade em nível superior ao estimado pelo regulador.

38. Com efeito, José Claudio Linhares Pires e Maurício Serrão Piccinini ensinam que:

*"Dessa forma, a adoção do price-cap contribuiria para reduzir o risco de captura das agências reguladoras (ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações) e para incentivar a ação eficiente das firmas, uma vez que, com preços fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais"*⁴. (grifou-se)

39. Nada obstante, a *price cap regulation* também promove o interesse dos usuários. Com efeito, o Fator X é o instrumento por meio do qual o regulador simula a ação da concorrência em um regime de monopólio natural. Assim sendo, ele induz o

⁴ PIRES, José Claudio Linhares; e PICCININI, Maurício Serrão. Mecanismos de Regulação Tarifária Do Setor Elétrico: a Experiência Internacional e o Caso Brasileiro, in *Textos para Discussão do BNDES*, n.º 64, Rio de Janeiro, julho 1998. p. 19

ganho de produtividade pelo regulado, permitindo que os usuários compartilhem dessa redução de custos conforme os critérios pré-fixados pelo regulador.

40. Além dos ganhos de produtividade, o regime do serviço pelo preço também implica a alocação dos riscos correspondentes à diferença entre os montantes de perdas incorporados às tarifas e aqueles efetivamente verificados na prática dos concessionários. Assim, a realização, a maior ou a menor, de níveis de perdas distintos daqueles outros níveis de perdas já regulatoriamente incorporados às tarifas não pode ser revista *a posteriori*, sob pena de violação à alocação de risco prevista no inciso II do art. 2º da Lei nº 8.987/95. Dito de outro modo e ao contrário do presumem as PFC 116/01 e 5/11, é exatamente a exploração do serviço público por conta e risco (conforme o inciso II do art. 2º da Lei nº 8.987/95) que legitima que a concessionária de serviço público arque com o risco de que o seu nível real de perdas seja maior ou menor que o montante de perdas previamente previsto pelo regulador nas revisões tarifárias, sendo inviável sua alteração retroativa, sob pena de violação a essa mesma regra legal de alocação de risco. Isto é, a alocação do risco de variação das perdas implica que a receita real do concessionário pode ser maior ou menor que aquela fixada pela ANEEL nas revisões tarifárias conforme consiga ou não o concessionário reduzir suas perdas reais ao longo dos quatro anos compreendidos entre duas revisões tarifárias, sendo tal resultado absolutamente legítimo, decorrente do regime do serviço pelo preço e diretamente correspondente ao sentido de explorar o serviço público “por sua conta e risco” a que se refere o inciso II do art. 2º da Lei nº 8.987/95.

41. Como visto acima, os arts. 9º da Lei nº 8.987/95 e 15, IV, da Lei nº 9.427/96 determinam que os reajustes e revisões tarifárias realizam-se na forma dos contratos de concessão – cuja observância é, de resto, o parâmetro exclusivo de respeito equilíbrio econômico-financeiro. Assim, importa registrar que o Contrato de Concessão prevê expressamente a incorporação às tarifas das perdas de energia elétrica.

42. Com efeito, no Contrato de Concessão, conforme Termo Aditivo padrão para todas as concessionárias, na cláusula que trata das tarifas aplicáveis aos serviços e dos critérios de reajuste e revisão, é estabelecido que, as perdas elétricas devem ter tratamento a ser estabelecido no momento da revisão tarifária e que a Energia Comprada, componente da Parcela A, é definida composta dos montantes necessários para atendimento ao mercado de fornecimento, bem como das perdas elétricas técnicas, comerciais e das perdas da Rede Básica:

“CLÁUSULA SÉTIMA- TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS.

Subcláusula Sexta ...

Perdas Elétricas no Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas no momento da revisão tarifária periódica.

Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de: (i) perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável, (ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.” (Grifos nossos)

43. Visto que a apropriação de ganhos de produtividade pelo regulado e das variações das perdas após sua incorporação às tarifas “*no momento da revisão tarifária periódica*” é da essência do regime do serviço pelo preço e encontra-se expressamente prevista no Contrato de Concessão, percebe-se que simplesmente não tem lugar a preocupação manifestada nas PFC 116/10 e 5/11, inexistindo qualquer apropriação indevida de créditos recuperados junto a usuários inadimplentes.

44. A propósito, vale esclarecer, apenas, que, ao fixar os limites regulatórios de perdas de energia a serem considerados nos reajustes e revisões tarifárias da CELPE, a ANEEL não age de maneira fortuita, mas toma como parâmetros os níveis de perdas de outras empresas comparáveis com a CELPE, bem assim os níveis históricos praticados pela própria Concessionária, sempre com foco na redução de desperdícios e modicidade tarifária. É o que se extrai da Resolução Normativa ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006 (“REN 234/06”)⁵, cujo Anexo VII estabelece a metodologia para a definição dos limites regulatórios de perdas de energia; *verbis*:

“III.2 – PERDAS NÃO TÉCNICAS

“8. No atual modelo de regulação econômica do setor elétrico devem ser estabelecidos limites regulatórios para as perdas de energia, visando subsidiar as revisões tarifárias periódicas e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica, com foco em modicidade tarifária e redução de desperdícios, os quais impactam de forma relevante toda a cadeia produtiva da indústria de energia elétrica, considerando que as perdas não técnicas são, em grande medida, gerenciáveis por parte das empresas.

“9. O mecanismo que será utilizado na definição das perdas não técnicas regulatórias com vistas a cumprir este objetivo é o da comparação entre as empresas. Ou seja, irá se definir o nível regulatório de perdas não técnicas observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa”. (grifou-se)

45. Evidencia-se, destarte, a legitimidade do tratamento regulatório das perdas, aplicado a todas as concessionárias do serviço público de distribuição.

46. Ante o exposto, a CELPE requer-se, respeitosamente, por mais essa razão, que essa Comissão de Defesa do Consumidor promova o arquivamento do presente processo legislativo referente às PFC 116/10 e 5/11.

⁵ REN 234/06: “Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica”.

III.iv – Da Legitimidade dos Limites Regulatórios de Perdas de Energia Fixados pela ANEEL, especificamente para a CELPE:

47. Cumpre destacar, ainda, que o Poder Judiciário já reconheceu a legitimidade dos limites regulatórios de perdas de energia fixados pela ANEEL, especificamente para a CELPE.

48. Com efeito, o Ministério Público Federal (“MPF”) e o Ministério Público do Estado de Pernambuco (“MP/PE”) propuseram, em conjunto, contra a ANEEL e a CELPE, a Ação Civil Pública, com pedido de antecipação de tutela, n.º 2006.83.00.012127-9 (“ACP”), na qual:

- (i) alegaram que os limites regulatórios de perdas de energia fixados para a CELPE seriam abusivos; e, conseqüentemente,
- (ii) requereram que a ANEEL fosse condenada a expurgar desses limites o percentual de perdas de energia que ultrapassasse a média nacional.

49. A referida ACP foi distribuída, aleatoriamente, ao MM Juízo da 3.º Vara Federal da Seção Judiciária de Pernambuco, o qual, liminarmente, indeferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pelos MPF e MP/PE e, após concluída toda a instrução processual, julgou totalmente improcedentes os pedidos formulados pelos Autores.

50. Para tanto, a MM Juíza Federal Carolina Souza Malta – que atuou ao longo de todo o processo – argumentou que:

- (i) a ANEEL é legalmente competente para fixar tais limites; e
- (ii) os limites de perdas elétricas da CELPE foram fixados após avaliação específica da Concessionária, realizada com base em critérios técnicos.

51. A propósito, vale transcrever os seguintes trechos da decisão liminar do MM Juízo da 3.º Vara Federal da Seção Judiciária de Pernambuco, reproduzidos, *in totum*, na sentença de mérito (doc. 1); *verbis*:

“Compulsando os autos, verifica-se que o cerne da controvérsia consiste na revisão do limite de perdas elétricas apurado pela ANEEL e considerado nos resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da CELPE e no reajuste tarifário anual de 2006.

(...)

“Sobre a questão, entrevê-se que à ANEEL é atribuída a competência para atuar nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e para criar mecanismos de acompanhamento de preços. Especificamente em relação às perdas, a ANEEL fixa um limite para o percentual de perdas elétricas a ser reconhecido na tarifa da concessionária.

(...)

“Como é possível notar, as perdas elétricas da CELPE foram objeto de apuração específica, empreendida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD. Ao menos neste exame perfunctório, parece-me relevante o fato de que houve avaliação específica dos dados da CELPE, com análise do balanço energético da distribuidora e dos dados físicos da rede de distribuição.

“Atenta a tais especificidades, tenho que o afastamento das conclusões exaradas no estudo das perdas elétricas, liminarmente, só poderia decorrer de demonstração efetiva de impropriedades técnicas, distorções ou ilegalidade, não se afigurando suficiente a alegação de que o percentual seria exorbitante.

(...)

“A meu sentir, o afastamento dos valores obtidos através de critérios técnicos demandaria a comprovação efetiva das distorções, não podendo ser realizada ao nuto do Poder Judiciário, em descon sideração aos atos administrativos praticados pelo ente regulador, uma vez que a proteção ao consumidor não se realiza a qualquer custo, em descon sideração aos efeitos do ato colimado, sob pena de não se alcançar uma proteção efetiva.

(...)

“Assentadas essas premissas, indefiro o pedido de antecipação de tutela”.
(grifou-se)

52. Não fosse o bastante, o montante de perdas não técnicas da CELPE também foi objeto de fiscalização específica das áreas técnicas da ANEEL, a qual deu origem ao Relatório de Fiscalização RF-CELPE-01/2007-SFE (doc. 2), cujas conclusões – dotadas de presunção de legitimidade e veracidade – são as seguintes:

- (i) o Sistema de Medição e Faturamento (“SMF”) da CELPE *“está em condições de fornecer dados corretos e válidos”*.
- (ii) os dados apresentados pela CELPE para que a ANEEL fixasse os limites regulatórios de perdas de energia da Concessionária *“se mostraram consistentes”*;
- (iii) a CELPE vem realizando ações para reduzir os índices de perdas não técnicas, ações essas que *“apresentaram excelentes resultados”*; e, finalmente,
- (iv) o índice de perdas não técnicas da CELPE *“é consistente e válido”*; verbis:

“VI – CONCLUSÃO:



“De uma maneira geral, os dados apresentados pela Empresa para a revisão tarifária de 2005 se mostraram consistentes, apesar de divergências encontradas nos dados de perdas de energia no período de janeiro/2004 a julho/2004. Apesar disso, verificou-se que não houve vantagem auferida pela Empresa do ponto de vista dos valores de perdas reconhecidos pela ANEEL. Pelo contrário, se os dados [sic] estivessem sido atualizados até fevereiro de 2005 (valores realizados), as perdas na distribuição seriam maiores do que as efetivamente definidas pela SRE/ANEEL.

“Além disso, a partir de tais constatações, tanto para o SMF como o para o balanço energético do período (abril de 2004 a março de 2005), permite-se concluir que as perdas globais e técnicas definidas pela SRD e apresentadas na Nota Técnica n.º 144/2006-SRE/ANEEL, de 12 de abril de 2006, foram feitas a partir de dados consistentes e válidos, uma vez que foram fiscalizados no presente processo. Consequentemente, o montante de 13,54% para as perdas não técnicas, por diferença, relativos ao período, apresentado também na referida Nota Técnica, é consistente e válido.

“Do plano de vista dos Planos de Ação para a redução de perdas não técnicas, constatou-se que a CELPE vem realizando as ações para fazer frente ao problema, muito embora não tenham disseminado ainda na Empresa projetos piloto – envolvendo novas tecnologias – que apresentaram excelentes resultados.

“Em relação ao Sistema de Medição para Faturamento – SMF, pelo número de pontos de medição fiscalizados e pela representatividade do montante de energia medido, pode-se constatar que o SMF da CELPE está em condições de fornecer dados corretos e válidos.

“Finalmente, é urgente que a CELPE incremente de modo significativo os investimentos imprescindíveis nas ações de combate às perdas não técnicas, de modo a atender o que determina a Nota Técnica n.º 106/2005-SRE/ANEEL, objetivando atingir o índice de perdas não técnicas de 8,32% até a próxima Revisão Tarifária, ou seja, abril/2009”. (grifou-se)

53. Em verdade, a própria ANEEL determinou o arquivamento da fiscalização realizada por meio do TN n.º 078/2007 a que se refere o referido Relatório de Fiscalização RF-CELPE-01/2007-SFE por entender, na forma do § 1º do art. 20 da Resolução Normativa ANEEL n.º 63/2004, que não restou configurada não-conformidade, *verbis*: **“O ARQUIVAMENTO DO TERMO DE NOTIFICAÇÃO FOI EFETIVADO EM VISTA DA NÃO COMPROVAÇÃO DE NÃO CONFORMIDADE”** (doc. 2).

54. Registre-se ainda que, em manifestação posterior, a mesma ANEEL registrou que a redução das perdas não-técnicas deveu-se ao emprego dos recursos devidos pela CELPE, *verbis*:

“47. COMO SE PODE OBSERVAR A PARTIR DO GRÁFICO, A REDUÇÃO DAS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO REGISTRADA NOS ÚLTIMOS ANOS NA ÁREA DE

CONCESSÃO DA CELPE SE DEVE QUASE QUE INTEGRALMENTE A REDUÇÃO DO MONTANTE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS. UM RESULTADO ESPERADO UMA VEZ QUE A EMPRESA TEM EMPREGADO RECURSOS COM ESTA FINALIDADE”
(§ 47 às fls. 13 da Nota Técnica nº 150/2009-SER/ANEEL: doc. anexo).

55. Por fim, já neste ano de 2013, a ANEEL, por meio da recentíssima Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013, que consubstancia o “RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 008/2013”, concernente à Terceira Revisão Tarifária Periódica desta CELPE, rejeita, expressa e analiticamente, pretensões em tudo semelhantes àquelas que deram origem às PFC 116/10 e 5/11, denotando, inclusive, a inviabilidade técnica de promover-se a abertura ou discriminação das perdas não-técnicas. Com efeito, assim se manifestou a ANEEL:

“Contribuição da Câmara dos Deputados – Gabinete do Deputado Eduardo da Fonte

O Deputado Eduardo da Fonte argumenta que o índice de perdas elétricas é um risco inerente à atividade de distribuição de energia elétrica e deve ser assumido pelo acionista. Defende que o nível regulatório de perdas definido pela ANEEL e que é repassado às tarifas não representa um incentivo para que as concessionárias reduzam seus níveis de perdas e penaliza os consumidores que pagam suas faturas em dia. Requer, por fim, que a CELPE seja obrigada a abrir o seu índice de perdas não técnicas para expurgar a parte relativa à inadimplência, erros de medição ou de faturamento.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada.

A metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas a serem utilizadas no terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi objeto da Audiência Pública nº 40/2010, bem como integra o Submódulo 2.6 do PRORET, aprovado mediante a Resolução Normativa nº 457/2011.

Na ocasião da Audiência Pública, os aspectos metodológicos foram amplamente discutidos, as contribuições foram analisadas e, quando pertinentes, foram levadas em consideração na definição da metodologia aprovada. Logo, a forma de cálculo das perdas não técnicas e consequente repasse tarifário não é objeto desta Audiência Pública, que visa tão somente colher e analisar as contribuições que tratam do nível de reposicionamento tarifário relativo à terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. Contudo, é importante frisar que as perdas não técnicas são consideradas um problema parcialmente gerenciável pela concessionária. Nesse contexto, a fixação do nível regulatório de perdas ou trajetória deve sinalizar para uma busca permanente de maior eficiência no combate as perdas não técnicas pelas empresas de distribuição de energia elétrica. A fixação deste limite deve

considerar fatores não gerenciáveis, presentes em cada área de concessão, muitas vezes relacionados a questões socioeconômicas, e por outro lado impedir que sejam repassadas às tarifas fatores relacionadas à ineficiência das distribuidoras no combate das perdas não técnicas, cuja responsabilidade é exclusiva delas.

As maiores causas das perdas não técnicas decorrem das práticas de desviar energia por meio de uma conexão clandestina ao sistema elétrico da concessionária (furto de energia), e da manipulação dos medidores, com a intenção de reduzir ou eliminar o valor medido na unidade consumidora (fraude). Existe também a perda comercial por irregularidade técnica, quando há um mau funcionamento ou impedimento do funcionamento do medidor, e que, por averiguação da empresa, não foi provocado propositadamente. Por fim, existem as chamadas perdas comerciais administrativas, parcela muito pequena quando comparada às outras formas citadas, mas que são ocasionadas pela própria empresa, devido a erros de leitura no medidor e erros de processamento. RESTA FICAR CLARO QUE AS PERDAS NÃO TÉCNICAS NÃO PODEM SER MEDIDAS DIRETAMENTE, SENDO ESTIMADAS PELA DIFERENÇA ENTRE AS PERDAS TOTAIS NA DISTRIBUIÇÃO E AS PERDAS TÉCNICAS CALCULADAS PELA SRD -- SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. DITO DE OUTRA FORMA, AS PERDAS NÃO TÉCNICAS SÃO O RESÍDUO ESTIMADO ATRAVÉS DA DIFERENÇA ENTRE A ENERGIA REQUERIDA (INJETADA) E A ENERGIA FATURADA, MENOS AS PERDAS TÉCNICAS CALCULADAS. LOGO, NÃO É CABÍVEL O PLEITO DE QUE A CELPE SEJA OBRIGADA A ABRIR SUAS PERDAS NÃO TÉCNICAS, JÁ QUE TAL ABERTURA É IMPOSSÍVEL. ORA, SE A CONCESSIONÁRIA SOUBESSE QUAIS UNIDADES CONSUMIDORAS SÃO FRAUDADORAS, QUAIS CONSUMIDORES FURTAM ENERGIA, QUAIS MEDIDORES APRESENTAM IRREGULARIDADES TÉCNICAS E ONDE HOUE ERRO DE MEDIÇÃO E PROCESSAMENTO, O PROBLEMA DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS ESTARIA SOLUCIONADO.

Como já foi dito, o nível regulatório de perdas não técnicas fixado pela ANEEL tem como objetivo principal estimular o aumento contínuo da eficiência na prestação do serviço de distribuição. Porém, são vários os casos em que a complexidade socioeconômica da concessão afeta de forma relevante a eficácia das políticas de combate a perdas. Além disso, os investimentos em combate às perdas podem adquirir grandes proporções e, quando prudentes, devem fazer parte das tarifas. É por estas razões que a ANEEL é obrigada a repassar parte das perdas para as tarifas. Contudo, a conta da ineficiência das concessionárias não deve ser repassada para os consumidores, e o nível fixado de perdas deve sinalizar e estimular o regulado a adotar as melhores práticas do ponto de vista da eficiência do sistema de distribuição. Só não haverá trajetória de redução de perdas quando não houver qualquer distribuidora atuando em área mais complexa e com melhor desempenho. Essa é a essência da metodologia e evita repasse de ineficiência para o consumidor.” (fls. 12 a 14 da Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

56. Dessa forma, comprovada a legitimidade dos limites regulatórios de perdas de energia considerados nos reajustes e revisões tarifárias da CELPE e a impossibilidade, reconhecida pela ANEEL, de discriminação de dados de perdas não-técnicas pretendida neste procedimento, o arquivamento das PFC 116/10 e 5/11 é medida que se impõe.

III.v – Da Ausência de Supostos Vícios Contábeis:

57. Também inexistem quaisquer vícios contábeis.

58. Ressalte-se, de início, que o procedimento contábil 6.3.2., constante do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, sendo relativo a PDD - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não se vincula ao registro de perdas elétricas comerciais como PDD:

“6.3.2 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Com base em análise criteriosa, considerando os parâmetros a seguir descritos, deverá ser constituída provisão para fazer face a eventuais créditos de liquidação duvidosa:

(a) Análise individual do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento;

(b) experiência da administração das concessionárias ou permissionárias em relação às perdas efetivas com consumidores, ou seja, considerar o histórico de perdas, tendo como parâmetro pelo menos os dois últimos anos;

(c) existência de garantias reais;

(d) análise das contas vencidas e a vencer de consumidores que tenham renegociado seus débitos; e

(e) análise dos devedores em situação de concordata e/ou falência.

Os parâmetros acima deverão ser considerados para os casos de clientes com débitos relevantes e, para os demais casos, deverão ser incluídos na provisão os valores totais dos créditos enquadrados nas seguintes situações:

(a) Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias;

(b) consumidores comerciais vencidos há mais 180 dias; e

(c) consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.”

(Grifos nossos)

59. Essa provisão não tem o objetivo de apropriar as perdas de energia elétrica e, sim, de realizar o registro contábil relativo à inadimplência dos clientes, em virtude da venda de energia e de outros recebíveis. Nesse sentido é o que dispõe a Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

60. Nessa medida, não há nenhum registro contábil das perdas comerciais de energia elétrica, muito menos, a título de provisão para crédito de liquidação duvidosa

(como a perda não é faturada, não pode vir a tornar-se crédito de liquidação duvidosa ou PDD).

61. Esclareça-se outro aspecto (embora relacionado a tema diverso). Parte da despesa decorrente da PDD, apesar de reduzir o lucro contábil, não é eximida da tributação pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, isto porque a CELPE, por determinação legal (Lei nº 9.249/95) apura o IRPJ e CSSL pelo regime do lucro real, o qual não permite a dedutibilidade dessa provisão da base de cálculo tributável, exceto quando atender a alguns critérios. Eis o que dispõem o artigo 13, da Lei nº 9.249/95 e o art. 9º da Lei 9.430/1996:

“Art. 13. Para efeito de apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido, são vedadas as seguintes deduções:

I - de qualquer provisão, exceto as constituídas para o pagamento de férias de empregados e de décimo-terceiro salário, a de que trata o art. 43 da Lei nº 8.981, de 20 de janeiro de 1995, com as alterações da Lei nº 9.065, de 20 de junho de 1995, e as provisões técnicas das companhias de seguro e de capitalização, bem como das entidades de previdência privada, cuja constituição é exigida pela legislação especial a elas aplicável; “ (Grifos nossos)

“Art. 9º As perdas no recebimento de créditos decorrentes das atividades da pessoa jurídica poderão ser deduzidas como despesas, para determinação do lucro real, observado o disposto neste artigo.

§ 1º Poderão ser registrados como perda os créditos:

I - em relação aos quais tenha havido a declaração de insolvência do devedor, em sentença emanada do Poder Judiciário;

II - sem garantia, de valor:

a) até R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), por operação, vencidos há mais de seis meses, independentemente de iniciados os procedimentos judiciais para o seu recebimento;

b) acima de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) até R\$ 30.000,00 (trinta mil reais), por operação, vencidos há mais de um ano, independentemente de iniciados os procedimentos judiciais para o seu recebimento, porém, mantida a cobrança administrativa;

c) superior a R\$ 30.000,00 (trinta mil reais), vencidos há mais de um ano, desde que iniciados e mantidos os procedimentos judiciais para o seu recebimento;



III - com garantia, vencidos há mais de dois anos, desde que iniciados e mantidos os procedimentos judiciais para o seu recebimento ou o arresto das garantias;

IV - contra devedor declarado falido ou pessoa jurídica declarada concordatária, relativamente à parcela que exceder o valor que esta tenha se comprometido a pagar, observado o disposto no § 5º.

§ 2º No caso de contrato de crédito em que o não pagamento de uma ou mais parcelas implique o vencimento automático de todas as demais parcelas vincendas, os limites a que se referem as alíneas a e b do inciso II do parágrafo anterior serão considerados em relação ao total dos créditos, por operação, com o mesmo devedor.

§ 3º Para os fins desta Lei, considera-se crédito garantido o proveniente de vendas com reserva de domínio, de alienação fiduciária em garantia ou de operações com outras garantias reais.

§ 4º No caso de crédito com empresa em processo falimentar ou de concordata, a dedução da perda será admitida a partir da data da decretação da falência ou da concessão da concordata, desde que a credora tenha adotado os procedimentos judiciais necessários para o recebimento do crédito.

§ 5º A parcela do crédito cujo compromisso de pagar não houver sido honrado pela empresa concordatária poderá, também, ser deduzida como perda, observadas as condições previstas neste artigo.

§ 6º Não será admitida a dedução de perda no recebimento de créditos com pessoa jurídica que seja controladora, controlada, coligada ou interligada, bem como com pessoa física que seja acionista controlador, sócio, titular ou administrador da pessoa jurídica credora, ou parente até o terceiro grau dessas pessoas físicas.”

62. Em função dessa vedação, a CELPE adiciona a despesa com a PDD que não atende aos critérios acima na base de cálculo tributável e recolhe o IRPJ e CSLL sobre esses valores ao Fisco federal. Desse modo, não há benefício fiscal para a empresa por conta do registro contábil de parte da PDD, a qual não é utilizada para contabilizar perdas técnicas ou comerciais.

III.vi – Da Inexistência de Ilegitimidade dos Reajustes Tarifários Praticados:

63. Adicionalmente, registre-se que a justificativa da PFC 5/11 alegou, ainda, a existência de um suposto erro na fórmula de reajuste tarifário anual dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual teria causado um pagamento supostamente indevido por parte dos usuários; *verbis*:

"Antes de aumentar o preço da tarifa de energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Distribuidora deveriam descontar no reajuste o crédito que os consumidores de Pernambuco têm com a CELPE.

"Falta à CELPE divulgar o valor pago indevidamente pelos usuários, em razão do erro identificado pela CPI das Tarifas de Energia nos reajustes anuais, e estabelecer forma de devolução aos consumidores destes valores". (p. 1)

64. Todavia, recentemente o TCU julgou o Processo n.º TC 001.807/2013-7, originário de outra solicitação de auditoria na CELPE apresentada por essa Comissão, ocasião em que a Corte de Contas decidiu que (Acórdão n.º 852/2013-TCU-Plenário⁶):

- (i) a fórmula originária de reajuste tarifário anual dos Contratos de Concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica promovera alocação de risco de variação de mercado plenamente possível naquele de adoção por aquele mesmo Contrato de Concessão; e
- (ii) a alteração da referida fórmula pela ANEEL representou, apenas, um aperfeiçoamento metodológico, que assegurou a neutralidade da Parcela "A" das tarifas de energia a partir do ano de 2010.

65. A propósito, vale transcrever os seguintes trechos da decisão supracitada, consubstanciada no Acórdão n.º 3.438/2012-TCU-Plenário; *verbis*:

"31. NESSA LINHA, NÃO VISLUMBRO ÓBICES JURÍDICOS PARA QUE SEJA APRECIADA A MATÉRIA DE FUNDO DESTES AUTOS, POIS ESTÁ PLENAMENTE INSERIDA NO ESPECTRO DE COMPETÊNCIA DO TCU.

32. O cerne da questão é se a flutuação da demanda poderia impactar a equação econômico-financeira em relação à parcela de custos que compõem a denominada Parcela A da tarifa. ORA, EMBORA EM TESE A VARIAÇÃO DOS ITENS DA PARCELA A DEVA SER NEUTRA SOB O PRISMA DAS TARIFAS, NÃO VISLUMBRO ÓBICES PARA QUE OCORRA DE FORMA DIVERSA CASO O INSTRUMENTO CONTRATUAL ASSIM O PREVEJA.

33. Entendo os motivos para que se busque assegurar a neutralidade da Parcela A, tanto é assim que considero pertinente a alteração de metodologia efetuada a partir de fevereiro de 2010. VEJO ESSA ALTERAÇÃO, CONTUDO, COMO UM APERFEIÇOAMENTO DOS PROCEDIMENTOS E NÃO COMO UM RECONHECIMENTO DE FALHAS PASSADAS.

34. MESMO QUE ASSIM NÃO FOSSE, O PRINCÍPIO DA SEGURANÇA JURÍDICA IMPÕE, A MEU SENTIR, QUE ESTA CORTE NÃO DELIBERE PELA REVISÃO DAS TARIFAS PRATICADAS EM DATA ANTERIOR AO AJUSTE DE FEVEREIRO DE

⁶ Por meio do Acórdão n.º 852/2013-TCU-Plenário, o TCU deu ciência a essa Comissão de Defesa do Consumidor do teor da decisão do Processo n.º TC 001.807/2013-7.

2010. É RAZOÁVEL SUPOR QUE AS CONCESSIONÁRIAS PLANEJARAM AS SUAS AÇÕES DE ACORDO COM AQUELAS TARIFAS PRATICADAS DE FORMA QUE UMA REVISÃO RETROATIVA PODE SER ENCARADA COMO QUEBRA DE CONTRATO A AFETAR A CONFIABILIDADE DE TODO O PROGRAMA DE CONCESSÕES BRASILEIRO, INCLUINDO O EFEITO REVERSO DE PROVOCAR O AUMENTO DAS FUTURAS TARIFAS ANTE AO POTENCIAL AUMENTO DOS RISCOS DO NEGÓCIO.”(grifou-se)

66. Vale ressaltar, ainda, que o TCU manteve a decisão consubstanciada no Acórdão n.º 3.438/2012-TCU-Plenário ao julgar recursos de embargos de declaração opostos contra a referida decisão. É o que se extrai da ementa do Acórdão n.º 658/2013-TCU-Plenário; *verbis*:

“SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL. COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. REAJUSTE DOS CONTRATOS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. FALHA METODOLÓGICA DA ANEEL. GANHOS IRREGULARES ENTRE CONCESSIONÁRIA E CONSUMIDOR FINAL. AFRONTA À DISPOSITIVO LEGAL QUE REGE A CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS. CORREÇÃO A PARTIR DE FEVEREIRO DE 2010, MEDIANTE ADITIVOS CONTRATUAIS. CONHECIMENTO, ATENDIMENTO, DETERMINAÇÕES E COMUNICAÇÕES (ACÓRDÃO Nº 3438/2012-TCU-PLENÁRIO). EMBARGOS DE DECLARAÇÃO OPOSTOS EM RELAÇÃO À CITADA DELIBERAÇÃO. CONHECIMENTO. PROVIMENTO NEGADO. CIÊNCIA AOS INTERESSADOS”. (grifou-se)

67. Assim sendo, não existe fundamento algum, seja para a aprovação da PFC 116/10, seja para a apreciação da PFC 5/11.

68. Ante o exposto, requer-se, por mais essa razão, que essa Comissão de Defesa do Consumidor promova o arquivamento do presente processo legislativo referente às PFC 116/10 e 5/11.

III.vii – Dos Documentos ora Apresentados em Atendimento à Solicitação e da Desnecessidade de Nova Manifestação do Tribunal de Contas da União sobre Matéria Já Examinada por Aquela Corte e Objeto de Mera “Recomendação” (por Inexistir Ilegalidade):

69. Sem prejuízo das considerações acima expostas, esta Concessionária, renovando seu permanente respeito e atendimento às solicitações dessa douta Comissão de Defesa do Consumidor (naquilo em que não encontram óbice na inviabilidade técnica de discriminação de dados reconhecida pela ANEEL nas fls. 12 a 14 da Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, acima transcrita), apresenta os documentos ora anexados que, consistindo em manifestações formais oriundas de entidades oficiais, evidenciam os fatos e normas observados nos reajustes e revisões de tarifas praticados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, bem como reproduzem “relatório”

específico elaborado pela mesma ANEEL sobre as perdas relativas à CELPE, manifestações posteriores e recentes da ANEEL e manifestação do Poder Judiciário sobre a matéria. Tais documentos evidenciam o esforço de atendimento às solicitações recebidas e a plena cooperação desta Concessionária com as atividades dessa Comissão na medida das informações oficiais e imediatamente disponíveis.

70. A isso, acrescente-se, finalmente, que não se vislumbram necessidade e utilidade na instauração de novo procedimento junto ao Tribunal de Contas da União, cuja manifestação sobre a matéria adotada no Acórdão nº 2.211/2008 limitou-se a exarar meras “recomendações” (adotadas em lugar de incabíveis “determinações” quando, como é o caso aqui, inexistente ilegalidade e deve-se respeitar a discricionariedade técnica da Agência Reguladora) já consideradas pela ANEEL no exercício de sua autonomia regulatória.

71. De fato, é firme a jurisprudência do Tribunal de Contas da União no sentido de respeitar-se a autonomia e a discricionariedade técnica dos órgãos administrativos (tais como as agências reguladoras) quando, como no caso presente, inexistente ilegalidade, sendo inviável a adoção de determinações e limitando-se aquela Corte a meras recomendações, *verbis*: “*cabe determinação quando se verificar o descumprimento de norma de efeito vinculante e deve ser feita recomendação ao se tratar de ato praticado com fundamento no poder discricionário dos administradores. E mais, cabe ao administrador, e tão-somente a ele, definir, em última instância, diante do caso concreto que lhe é apresentado, qual a solução que melhor atende à finalidade da norma e ao interesse público. Ora, se o ato está devidamente motivado e conforme as normas que o autorizam, não se vislumbrando qualquer ilegalidade, não pode esta Corte, por óbvio, fazer qualquer determinação.*”⁷

72. Com efeito, seguindo essa orientação também na presente matéria, o Plenário do Tribunal de Contas da União, agora no Acórdão nº 2.378/2010, limitou-se a determinar o acompanhamento da implementação das meras recomendações adotadas no anterior Acórdão nº 2.211/2008, proferido no mesmo Processo nº 025.619/2007-2 (Processo inteiramente dedicado ao exame geral da disciplina para “*todo o setor elétrico*”):

“ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. nos termos do art. 243 do Regimento Interno, determinar à Sefid que constitua processo específico de monitoramento para acompanhar a implementação das recomendações proferidas no Acórdão 2211/2008-Plenário;

9.2. ARQUIVAR OS PRESENTES AUTOS”.

73. Nessa medida, a existência de manifestação conclusiva do Tribunal de Contas da União sobre a matéria com a adoção de meras recomendações constitui razão adicional àquelas constantes dos tópicos anteriores e aos fatos comprovados pelos

⁷ TCU, Acórdão 1201/2009 – Plenário.

documentos ora anexados para promover-se o arquivamento do arquivamento do presente processo legislativo referente às PFC 116/10 e 5/11, o que ora se requer.

IV. DO PEDIDO:

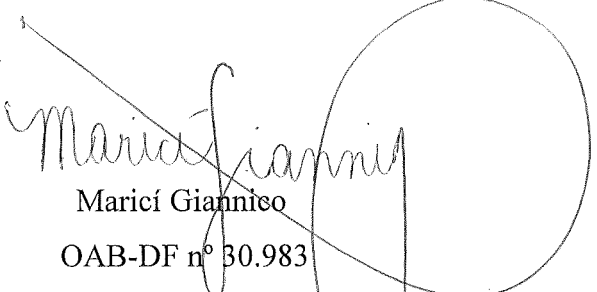
74. Por todo o exposto, esta Concessionária, respeitosamente, requer:

- (i) que essa Comissão de Defesa do Consumidor promova o arquivamento do presente processo legislativo referente às PFC 116/10 e 5/11;
- (ii) a juntada dos documentos anexos;
- (iii) com vistas à urgência no atendimento do prazo fixado, a juntada oportuna do instrumento de mandato de seus procuradores, nos prazos do § 1º do art. 5º da Lei nº 8.906/94.

Termos em que pede deferimento.

Brasília, 2 de maio de 2013.


João Francisco Aguiar Drumond
OAB-DF nº 10.460


Maricé Giannico
OAB-DF nº 30.983



Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. N° 2006.83.00.012127-9

Classe 1 - AÇÃO CIVIL PÚBLICA

Autor: MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL E OUTRO.

Réu: ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA E OUTRO.

D E C I S Ã O

O MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL e o MINISTÉRIO PÚBLICO DO ESTADO DE PERNAMBUCO propõem Ação Civil Pública contra a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica e a CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, requerendo, em resumo, que:

a) seja determinada a suspensão dos efeitos da Resolução Homologatória n° 326/2006, que aprovou os resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da CELPE, bem como da Resolução Homologatória 327/2006, que aprovou o reajuste tarifário anual de 2006, ante a manifesta abusividade dos índices de perdas elétricas considerados, mantendo-se o status quo ante até a fixação de novos índices de revisão e de reajuste com a observância do disposto no item seguinte.

b) seja condenada a ANEEL, ainda em tutela antecipada, a rever os índices questionados mediante a expedição de novos atos, em que seja expurgado totalmente dos índices de revisão tarifária de 2005 e de reajuste anual de 2006 o percentual de perdas comercial e técnica que extrapolar a média nacional de perdas de empresas de porte semelhante, segundo mencionado no item 158 da Nota Técnica 106/2005 - SER/ANEEL, Anexo V - fl. 39. Alternativamente, requerem que seja aplicado o índice de perdas da COELBA, empresa do mesmo porte da CELPE, conforme proposta da ARPE (Anexo II, fls. 8/15).

c) seja imposta à ANEEL multa diária pelo descumprimento do disposto no item anterior, a ser revertida, em partes iguais, ao Fundo de Defesa dos Direitos Difusos e ao Fundo Estadual do Consumidor, no valor de R\$ 100.000,00 (cem mil reais), sem prejuízo da responsabilização criminal e por ato de improbidade de seus diretores, além do direito de regresso.

d) seja determinado à CELPE que expeça suas faturas, até a fixação do novo índice, sem o aumento previsto na revisão



Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. Nº 2006.83.00.012127-9

questionada, sob pena do pagamento de multa diária a ser revertida, em partes iguais, ao Fundo de Defesa dos Direitos Difusos e ao Fundo Estadual do Consumidor, no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais) por cada fatura em desacordo, sem prejuízo do crime de desobediência.

Em síntese, expõem que: a) os índices de reajuste de tarifas da CELPE foram ilegalmente inflacionados em razão do repasse do custo decorrente dos montantes de perdas de energia, consistentes na diferença entre a energia adquirida pela concessionária distribuidora e a energia comercializada; b) os índices de perdas autorizados pela ANEEL superam a média nacional, em torno de 15% (quinze por cento), penalizando os consumidores pela ineficiência da própria empresa e pelo risco da atividade econômica; c) em 28/04/2006, a Diretoria da ANEEL desconsiderou o estudo da Agência Reguladora de Pernambuco - ARPE e aprovou os resultados da primeira revisão tarifária periódica, fixando o nível regulatório de perdas da CELPE em 26,97% (vinte e seis vírgula noventa e sete por cento); d) em relação a 2006, o índice foi majorado para 27,20% (vinte e sete vírgula vinte por cento); e) o custo das perdas vem sendo repassado ao consumidor, em descabida inversão do risco do negócio.

Juntou documentos, autuados em anexo.

A CELPE se manifestou sobre o pedido de liminar, às fls. 65/85, aduzindo, em resumo, que o índice de perdas apresentado pela empresa é inferior ao de várias concessionárias. Ressalta que não houve esclarecimento quanto ao impacto da alteração postulada nas tarifas, que não superaria o índice de 1,34% (um vírgula trinta e quatro por cento). Afirma que a previsão otimista contida no documento de desestatização da empresa foi formulada pelo Governo do Estado. Por fim, salienta que é incabível a alteração do limite de perdas fixado pela ANEEL, uma vez que os Autores não apresentaram estudo que fundamente a fixação do índice de 15% (quinze por cento).

A ANEEL, apresentou manifestação, às fls. 119/149, argumentando, em linhas gerais, que: a) a proposta apresentada pela ARPE foi acatada provisoriamente pela ANEEL, ressaltando-se a possibilidade de definição do valor definitivo do montante de perdas elétricas após estudo sobre perdas técnicas a ser realizado pela

2



340

Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. Nº 2006.83.00.012127-9

Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD e após a fiscalização sobre as perdas comerciais a ser realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE; b) a partir do estudo, foi possível definir, com precisão, o valor das perdas técnicas da CELPE, bem como o percentual em relação ao mercado da concessionária, não se podendo manter os percentuais estimados no estudo da ARPE, por não terem sido considerados os dados da CELPE; c) verificou-se que a CELPE não tem condições de prover mecanismos de redução imediata dos níveis de perdas não regulares, ficando definida uma meta regulatória de redução das perdas, que deverão atingir o percentual de 8,32% (oito vírgula trinta e dois por cento) até a próxima revisão tarifária periódica; d) não se encontram presentes os requisitos para o deferimento da antecipação de tutela.

É, no que importa, o relatório. DECIDO.

Avançando no exame da tutela emergencial, verifica-se que, no âmbito das ações civis públicas, por força do art. 19 da Lei nº 7.347/85, o pedido de antecipação dos efeitos da tutela deve estar fulcrado no preenchimento dos requisitos contidos no art. 273 do Código de Processo Civil.

A meu sentir, os requisitos necessários para a concessão da medida emergencial não se encontram presentes nos autos. Explicito.

Compulsando os autos, verifica-se que o cerne da controvérsia consiste na revisão do limite de perdas elétricas apurado pela ANEEL e considerado nos resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da CELPE e no reajuste tarifário anual de 2006.

Tem-se que as perdas elétricas são calculadas pela subtração entre a quantidade de energia consumida pelo mercado da distribuidora e o valor faturado pela concessionária. No âmbito das perdas elétricas, distinguem-se as perdas técnicas e as perdas comerciais. As primeiras se verificam nos transportes, nas redes e nos transformadores, decorrendo do material utilizado nos

[Assinatura] 3



Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. Nº 2006.83.00.012127-9

equipamentos, ao passo que as segundas são encontradas por dedução, derivando de irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo.

É de conhecimento geral que o cálculo da tarifa de energia elétrica constitui um procedimento de peculiar complexidade, em que se consideram diversos fatores. As perdas elétricas apuradas pela concessionária são consideradas no cálculo da tarifa, tratando-se de critério uniforme observado em todo o País.

Os Autores não se insurgem contra a inclusão das perdas no cálculo da tarifa. Buscam, especificamente, o afastamento da abusividade dos índices de perdas elétricas considerados, postulando-se o respeito à média nacional de perdas de empresas de porte semelhante ou a aplicação do índice de perdas da COELBA.

Vê-se, de plano, que a suspensão dos efeitos da Resolução Homologatória nº 326/2006 e da Resolução Homologatória nº 327/2006 só poderia ter os efeitos adstritos à revisão dos índices de perdas elétricas consideradas, uma vez que os demais fatores que redundaram na fixação dos percentuais de revisão tarifária ou de reajuste não estão sendo questionados nos presentes autos.

Sobre a questão, entrevê-se que à ANEEL é atribuída a competência para atuar nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e para criar mecanismos de acompanhamento de preços. Especificamente em relação às perdas, a ANEEL fixa um limite para o percentual de perdas elétricas a ser reconhecido na tarifa da concessionária.

No que tange aos argumentos entretecidos na inicial, a aplicação dos valores de perdas elétricas contidos na proposta da ARPE não prevaleceu, no âmbito da ANEEL, substituindo-se os critérios nela contidos pelas conclusões exaradas no estudo sobre perdas técnicas realizado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD. Confira-se a informação contida na Nota Técnica Complementar nº 144/2006 - SER/ANEEL, às fls. 181/182:

"(...)"

341

4



Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. N° 2006.83.00.012127-9

8. Uma das contribuições surgidas no âmbito da Audiência Pública da CELPE foi apresentada pela ARPE onde propôs que para as perdas técnicas fosse utilizado o percentual de 9,66%, ao invés de 10,48% apresentado na AP n° 003/2005, e para as perdas não técnicas fosse utilizado o percentual de 6,14% ao invés de 12,50%.

9. Essa proposta foi acatada provisoriamente pela ANEEL, e ficou estabelecido também à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD a realização de estudos para apuração das perdas técnicas, bem como do montante total de perdas elétricas (não técnicas + técnicas).

10. Dessa maneira, na Nota Técnica n° 127/2005 a ANEEL considerou o montante de 1.498.748 MWh de perdas elétricas, que representava um percentual de 19,92% em relação ao mercado da concessionária.

11. A SRD, por meio do Memorando n° 93/2006 - SRD/ANEEL, de 4 de abril de 2006, informou que no período de abril de 2004 a março de 2005 a concessionária apresentou o seguinte balanço energético: Mercado Cativo - 7.712.966 MWh; Consumidores Livres - 368.553 MWh; Perdas Técnicas - 840.161 MWh; Perdas Não Técnicas - 1.044.267 MWh; e Perdas Rede Básica - 262.969 MWh.

12. A Tabela a seguir apresenta os montantes e percentuais de perdas técnicas e não técnicas utilizadas quando das seguintes propostas: a) constante da nota técnica n° 106/2005 - SER/ANEEL que foi disponibilizada na Audiência Pública 003/2005; b) da contribuição apresentada pela Agência de Regulação de Pernambuco - ARPE; e c) o estudo de perdas efetuado pela SRD.

(...)

13. De acordo com os dados acima, e considerando apenas o período de um ano, o montante total de perdas elétricas da CELPE apurado pela SRD corresponde a 27,84% do montante de energia vendida para seus consumidores cativos. Entretanto, vale

342
epm
5



343

Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. Nº 2006.83.00.012127-9

ressaltar que a SER em todo o processo de revisão tarifária periódica adotou como premissa a utilização da média de perdas dos últimos anos anteriores ao Ano Teste, no caso da CELPE foi de janeiro de 2000 a dezembro de 2004. Independente dos períodos utilizados percebe-se que os percentuais apurados pela SRD guardam coerência com os percentuais calculados pela SRE quando da publicação da Nota Técnica nº 106/2005-SER/ANEEL que foi disponibilizada na Audiência Pública 003/2005".

Como é possível notar, as perdas elétricas da CELPE foram objeto de apuração específica, empreendida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD. Ao menos neste exame perfunctório, parece-me relevante o fato de que houve avaliação específica dos dados da CELPE, com análise do balanço energético da distribuidora e dos dados físicos da rede de distribuição.

Atenta a tais especificidades, tenho que o afastamento das conclusões exaradas no estudo das perdas elétricas, liminarmente, só poderia decorrer de demonstração efetiva de impropriedades técnicas, distorções ou ilegalidade, não se afigurando suficiente a alegação de que o percentual seria exorbitante. A violação ao direito do consumidor, na espécie, deveria ser demonstrada de forma efetiva e incontestada a viabilizar o deferimento da medida emergencial.

Nesta fase procedimental, os estudos comparativos colacionados à inicial, a despeito de se afigurarem, aparentemente, mais benéficos para o consumidor, não se apresentam hábeis, sob o ponto de vista técnico, para substituir o Relatório de Apuração das Perdas, elaborado pela SRD.

Por outro lado, entendo que a aplicação da média nacional de perdas ou do percentual de perdas da COELBA à CELPE, em substituição à apuração da ANEEL, não se apresenta razoável, sem que previamente se realize a cognição exauriente, uma vez que ensejaria a desconsideração das peculiaridades locais.

6



344

Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. N° 2006.83.00.012127-9

Sobre tal aspecto, note-se que a CELPE ocupa o 5º lugar nos percentuais de perdas globais apurados nas concessionárias do Nordeste, como se observa no quadro de fls. 69 e na fl. 40 do Anexo IV apresentado pelos Autores.

Ademais, a forma de apuração da média nacional, com base nas concessionárias de porte semelhante, não foi apresentada nos autos, constatando-se, ainda, que a média é formada, especificamente, pela divergência de percentuais entre as empresas, não sendo prudente impor a aplicação da média à CELPE, vez que esta não é aplicada em nenhuma concessionária e tal imposição não encontraria respaldo em norma legal ou contratual.

É relevante observar que o cálculo, de acordo com os dados obtidos em cada concessionária, é realizado de forma uniforme pela ANEEL, havendo necessidade de apreciar a questão com maior acuidade, diante do risco de violação da uniformidade de tratamento.

A meu sentir, o afastamento dos valores obtidos através de critérios técnicos demandaria a comprovação efetiva das distorções, não podendo ser realizada ao nuto do Poder Judiciário, em descon sideração aos atos administrativos praticados pelo ente regulador, uma vez que a proteção ao consumidor não se realiza a qualquer custo, em descon sideração aos efeitos do ato colimado, sob pena de não se alcançar uma proteção efetiva.

Parece-me, ao menos neste exame perfunctório, que a alteração do limite, com aplicação de percentual inferior ao estipulado pela ANEEL, afastando-se dos dados específicos da empresa, como forma de punição por ausência de investimento na redução das perdas, afigura-se açodada, podendo redundar, inclusive, em necessidade de investimentos emergenciais e, em um futuro próximo, no aumento das tarifas.

Por tais motivos, não vislumbro a presença da verossimilhança da alegação, calcada em prova inequívoca.

No que tange ao fundado receio de dano irreparável, não verifico, de igual modo, a configuração do pressuposto para o



345

Poder Judiciário
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA
Seção Judiciária de Pernambuco - 3.ª VARA

Proc. Nº 2006.83.00.012127-9

deferimento da tutela de urgência, tendo em vista que, em relação ao percentual de perdas aplicado no ano de 2005, houve um aumento na ordem de 0,24% (vinte e quatro centésimos por cento), não havendo, em curto espaço de tempo, risco premente de solução de continuidade de serviço público essencial, em razão da inadimplência, conforme alegado na inicial.

O impacto econômico do deferimento do pleito antecipatório não seria significativo para o consumidor, individualmente, havendo risco maior de, na hipótese de ulterior sentença de improcedência, realizar-se a cobrança retroativa da diferença apurada.

Penso, inclusive, que deve ser considerado o intitulado *periculum in mora* inverso, diante da ausência de avaliação, por parte dos Autores, dos efeitos, sob o ponto de vista técnico, da diminuição do montante de 12,20% (doze vírgula vinte por cento) do limite de perdas fixado pela ANEEL.

Assentadas essas premissas, indefiro o pedido de antecipação de tutela.

Citem-se os Réus.

Recife/PE, 24 de outubro de 2006.

CAROLINA SOUZA MALTA

Juíza Federal Substituta da 3ª Vara - PE

Ciranda da decisão do FCS.
338/345, na REPRESENTAÇÃO da
CAROLINA SOUZA MALTA de Pernambuco
Recife, em 25/10/2006, às 17:30h
Gustavo R. J. R.
OAB/PE 8.065



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

TERMO DE ARQUIVAMENTO DE NOTIFICAÇÃO - TA
ARTIGO 20 § 1º DA RESOLUÇÃO NORMATIVA/ANEEL nº 63, DE 12/05/2004

1. ÓRGÃO FISCALIZADOR

TA n.º: 011/2008-SFE

NOME:

Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE

ENDEREÇO:

SGAN Quadra 603 - Módulo I - 3º Andar - Brasília-DF - CEP: 70830-030

TELEFONE:

(61)2192-8951

2. AGENTE NOTIFICADO

NOME:

Companhia Energética de Pernambuco - CELPE

RESPONSÁVEL

José Humberto Castro

ENDEREÇO:

Av. João de Barros, 111 - Recife - PE

3. Nº DO TERMO DE NOTIFICAÇÃO

078/2007-SFE

4. Nº DO PROCESSO ADMINISTRATIVO

48500.002661/07-40

5. DECISÃO DO SUPERINTENDENTE

Determino o arquivamento do Termo de Notificação acima citado, conforme o disposto no § 1º, do art. 20, da Resolução Normativa n.º 63, de 12 de maio de 2004.

6. CONSIDERAÇÕES

arquivamento do Termo de Notificação foi efetivado em vista da não comprovação de não conformidade.

REPRESENTANTE DO ÓRGÃO FISCALIZADOR

NOME:

PAULO HENRIQUE SILVESTRI LOPES

CARGO/FUNÇÃO:

SUPERINTENDENTE

MATRÍCULA N.º:

1281987

Brasília-DF, 17/01/2008

ASSINATURA:

Recibo
 Hora: 16:54
 Recebido em: 17/01/2008
 Superintendência de Regulação - SRE

TERMO DE NOTIFICAÇÃO - TN
ARTIGO 18, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL nº 63, DE 12/05/2004

1. ÓRGÃO FISCALIZADOR

TN n.º 078/2007-SFE

NOME: Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE

ENDEREÇO: SGAN Quadra 603 - Módulo I - 3º Andar - Brasília-DF - CEP: 70830-030

TELEFONE: (61)2192-8951

2. AGENTE NOTIFICADO

NOME: Companhia Energética de Pernambuco - CELPE

RESPONSÁVEL: José Humberto Castro

ENDEREÇO: Av. João de Barros, 111 - Boa Vista - Recife/PE - CEP:50050902 - Recife - PE

QUALIFICAÇÃO: Concessionária

3. DESCRIÇÃO DOS FATOS LEVANTADOS

Os fatos apurados pela Equipe de fiscalização, realizada nessa concessionária, no período de 28/05 a 01/06/2007, estão descritos no Relatório de Fiscalização RF-CELPE-01/2007-SFE, anexo, que passa a ser integrante do presente Termo de Notificação.

4. AÇÕES A SEREM EMPREENDIDAS PELA NOTIFICADA

Notificação para conhecimento da Empresa sobre o conteúdo do Relatório de Fiscalização RF-CELPE-01/2007-SFE.

5. REPRESENTANTE DO ÓRGÃO FISCALIZADOR

NOME: AILSON DE SOUZA BARBOSA

CARGO/FUNÇÃO: ESPECIALISTA EM REGULAÇÃO - E

MATRÍCULA N.º: 1281241

Brasília-DF, 24/07/2007

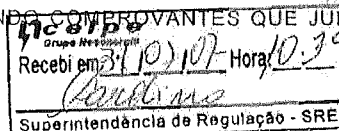
ASSINATURA:

Ailson de Souza Barbosa

RECEBI EM: 30.07.07

Marcia Freitas
ASSINATURA/CARIMBO

A NOTIFICADA TERÁ O PRAZO DE 15 (QUINZE) DIAS, CONTADO DA DATA DO RECEBIMENTO DESTES TN, PARA MANIFESTAR-SE SOBRE O OBJETO DO MESMO, INCLUSIVE JUNTANDO COMPROVANTES QUE JULGAR CONVENIENTES.



**SUPERINTENDÊNCIA DE
FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE – SFE**

Relatório de Fiscalização

RF-GELPE-01/2007-SFE

- Julho/2007 -

RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO

RF-CELPE-01/2007-SFE

I - OBJETIVOS

Fiscalizar as perdas não técnicas na área de concessão da CELPE, conforme reunião de Diretoria da ANEEL, realizada no dia 27 de abril de 2005.

II - METODOLOGIA E ABRANGÊNCIA

A fiscalização foi realizada enfocando 3 aspectos: verificar a conformidade dos pontos de fronteira do Sistema de Medição de Faturamento – SMF na CELPE; verificar a conformidade dos dados do Balanço de Energia (injeção e distribuição) apresentado pela CELPE para o período de revisão e ajustes tarifário e verificar a implantação dos Planos de Ação para Redução das Perdas Não Técnicas da Empresa.

Os procedimentos utilizados para avaliar os aspectos acima foram:

- a) Inspeção "in loco" de Sistemas de Medição de Faturamento – SMF nas instalações da CHESF (Rede Básica), em que a CELPE está conectada, com registro fotográfico;
- b) verificação de registros da medição dos pontos de fronteira da CELPE disponíveis na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, via Internet;
- c) registros do sistema de faturamento da Empresa;
- d) verificação de faturas de energia de consumidores de livres e parcialmente livres, bem como a memória de massa de medições dessas unidades consumidoras;
- e) inspeção "in loco" das ações do Plano de Redução de Perdas Não Técnicas, com registro fotográfico;
- f) utilização do sistema comercial da Empresa;
- g) entrevistas com funcionários envolvidos com as áreas fiscalizadas;
- h) verificação de dados sobre Balanço Energético encaminhados pela Empresa, por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, enviados pela Empresa, além de dados solicitados no ato da fiscalização.

III - INFORMAÇÕES DA FISCALIZAÇÃO

A fiscalização foi realizada no período de 28/05/2007 a 01/06/2007 pela seguinte equipe técnica:

- AILSON DE SOUZA BARBOSA - SFE/ANEEL - Coordenador
- EDUARDO AMORIM MARTINS DE SOUZA - SFE/ANEEL
- JESUS ROBERTO FERRER DE FRANCESCO - SFE/ANEEL
- LEONARDO MORAIS DA ROCHA FORMIGA - SFE/ANEEL
- MAGNO CAVALCANTE DA SILVA - SFE/ANEEL
- MIGUEL GUSTAVO SILVA GIFFONI - SFE/ANEEL
- ORLANDO CAVALCANTI GOMES FILHO - SFE/ANEEL

IV - INFORMAÇÕES DO AGENTE

Empresa: Companhia Energética de Pernambuco - CELPE

Endereço: Av. João de Barros, 111 - Boa Vista, Recife (PE), CEP: 50050-902

Telefone: (0xx81) 3217-6100

V - CONSTATAÇÕES

V.1 - Comercial

Constatação (C.1) - Auditoria de Dados

1.1 - Balanço Energético: Período de abril de 2004 a março de 2005

A composição do balanço energético serviu para determinar o montante das perdas totais na distribuição. A obtenção deste valor, associada ao cálculo das perdas técnicas realizado pela SRD, permitiu calcular, pela diferença entre as totais e técnicas, o montante das perdas não técnicas para o período objetivo da fiscalização. Foram utilizados dados providos pela concessionária quanto à energia ativa injetada e à fornecida ao seu sistema de distribuição.

Para o montante injetado, contabilizou-se a energia advinda do sistema de transmissão da CHESF, a energia produzida por agentes supridores (produtores independentes, autoprodutores e geradores distribuídos), e a energia procedente de outras concessionárias (especificamente CEAL e SAELPA).

Com relação ao montante fornecido, foram somados os suprimentos ao mercado cativo, aos consumidores livres e a outras concessionárias (CEAL, CEPISA, COELBA e SAELPA especificamente).

A Tabela 1, a seguir, apresenta os montantes de energia injetada e de energia fornecida para o sistema de distribuição da CELPE, por nível de tensão. E ainda, a consolidação das perdas totais na distribuição sobre a energia injetada.

Período: Abril de 2004 a Março de 2005					
Nível	Energia Injetada MWh	Energia Fornecida MWh			
	Total	Total	Cativo	Distribuidoras	Libre
A1	143.389	142.455	75.424	-	67.021
A2	366.336	-	-	-	-
A3	9.053.149	1.087.120	701.424	84.162	301.532
M	404.075	2.650.706	2.612.723	37.986	-
D	-	4.293.641	4.293.641	-	-
TOTAL	9.965.949	8.079.926	7.589.222	122.149	368.553
PERDAS	1.886.024				
TOTAIS	18,92%				

Tabela 1 - Balanço de Energia Elétrica, por nível de tensão.

Em seguida, na Tabela 2, encontra-se a reprodução da "Tabela 01 - Balanço Energético", constante da página 4 do Relatório Técnico da apuração das perdas técnicas da CELPE produzido pela SRD e encaminhado por meio do Ofício n.º 0104/2006-SRD/ANEEL, de 25 de abril de 2006.

Tabela 01 - Balanço Energético (Relatório Técnico anexo ao Ofício n.º 0104/2007-SRD/ANEEL)

		A1	A2	A3	A4	B	TOTAL
Energia Injetada (MWh)		143.389	365.336	9.049.786	407.436	0	9.965.947
Energia fornecida (MWh)	cativo	75.919		781.377	2.554.910	4.300.758	7.712.966
	livre	67.021**		301.533			368.663

Período: abril/04 a março/05

** Energia entregue a cliente em 230 kV que fez uso de energia emergencial e temporária (Res. ANEEL 715/2001)

Tabela 2 – Balanço Energético (Relatório Técnico anexo ao Ofício n.º 0104/2007-SRD/ANEEL)

Convém destacar que na Tabela 1, para a energia fornecida, estão deslinchados os montantes de suprimento ao mercado cativo e às outras distribuidoras. A Tabela 2, por sua vez, adiciona ambos os suprimentos, e classifica-os apenas como "cativo".

A análise dos dados das Tabelas 1 e 2 demonstra que o balanço energético construído pela SRD para determinação das perdas técnicas e o construído neste processo de fiscalização apresentam diferenças insignificantes entre si, sendo da ordem de 2 MWh para a energia injetada, e de 1.594 MWh para a fornecida.

Na tabela 3, está reproduzida a "Tabela 3 - PERDAS TOTAIS" apresentada na página 9 do referido relatório.

Tabela 3.- PERDAS TOTAIS (Relatório Técnico anexo ao Ofício n.º 0104/2007-SRD/ANEEL)

	Valores de perdas não		Valores de perdas técnicas regulares	
	MWh	% energia injetada	MWh	% energia injetada
Perdas Técnicas (PPT)	340.161	3,43	676.994	2,79
Perdas Não Técnicas	1.044.267	10,43	1.207.434	12,12
Perdas Globais (PPG)	1.384.428	13,91	1.884.428	18,91

Tabela 3 - PERDAS TOTAIS (Relatório Técnico anexo ao Ofício n.º 0104/2007-SRD/ANEEL)

Assim como na análise anterior, confrontando-se as perdas globais da Tabela 3 (18,91%) com as perdas totais definidas na Tabela 1 (18,92%), nota-se uma diferença de 1.596 MWh, que representam 0,01% a mais. Tal diferença também pode ser considerada desprezível.

A SRD em seu estudo apresentou 27,84% para as perdas globais e 10,40% para as técnicas. Convém observar que para a obtenção de tais percentuais a SRD, no cálculo das perdas globais, acrescentou as perdas na Rede Básica às perdas na distribuição. E ainda, para o cálculo das técnicas, utilizou como referência o mercado cativo e livre, e para as não técnicas, apenas o mercado cativo.

A partir de tais constatações, tanto para o SMF como para o balanço energético do período (abril de 2004 a março de 2005), permite-se concluir que as perdas globais e técnicas definidas pela SRD, e apresentadas na Nota Técnica n.º 144/2006-SRD/ANEEL, de 12 de abril de 2006, foram feitas a partir de dados consistentes e válidos, uma vez que foram fiscalizados no presente processo. Conseqüentemente, o montante de 13,54% para as perdas não técnicas, por diferença, relativos ao período, apresentado também na referida Nota Técnica, é consistente e válido.

1.2 - Balanço Energético: Período de abril de 2005 a março de 2006 e período de abril de 2006 a março de 2007

A mesma metodologia para consolidação de dados utilizada para composição da Tabela 1 foi também utilizada para produção das Tabelas 4 e 5 apresentadas a seguir. Para tanto, todas as informações utilizadas também foram providas pela CELPE.

Período: Abril de 2005 a Março de 2006					
Nível	Energia Injetada MWh	Energia Fornecida MWh			
	Total	Total	Calvo	Distribuidoras	LT&E
A1	145.243	145.840	100.609	-	42.931
A2	377.968	-	-	-	-
A3	9.322.181	1.120.571	640.997	37.209	426.367
A4	422.985	2.676.403	2.577.246	36.419	62.432
B	-	4.510.627	4.510.627	-	-
TOTAL	10.268.316	8.458.931	7.801.471	127.628	529.830
PERDAS TOTAIS	1.809.431 (17,82%)				

Tabela 4 - Balanço Energético (abril/2005 a março/2006)

Período: Abril de 2006 a Março de 2007					
Nível	Energia Injetada MWh	Energia Fornecida MWh			
	Total	Total	Calvo	Distribuidoras	LT&E
A1	146.322	146.351	121.698	-	24.654
A2	391.993	-	-	-	-
A3	9.620.507	1.149.457	416.405	92.412	640.640
A4	432.140	2.730.003	2.680.812	36.437	30.154
B	-	4.680.756	4.680.756	-	-
TOTAL	10.590.962	8.746.567	7.879.271	129.249	737.947
PERDAS TOTAIS	1.844.394 (17,41%)				

Tabela 5 - Balanço Energético (abril/2006 a março/2007)

Analisando-se as tabelas 4 e 5, observa-se que os montantes de energia, seja injetada ou fornecida, vêm crescendo desde abril de 2004 a março de 2007. Obviamente, este é o reflexo do crescimento do mercado de energia da CELPE. Entretanto, destaca-se que as perdas totais na distribuição vêm diminuindo. Do período de abril de 2004 a março de 2005 ao período de abril de 2006 a março de 2007, observa-se uma queda de 1,51%. O Gráfico 1 a seguir explicita estas constatações.

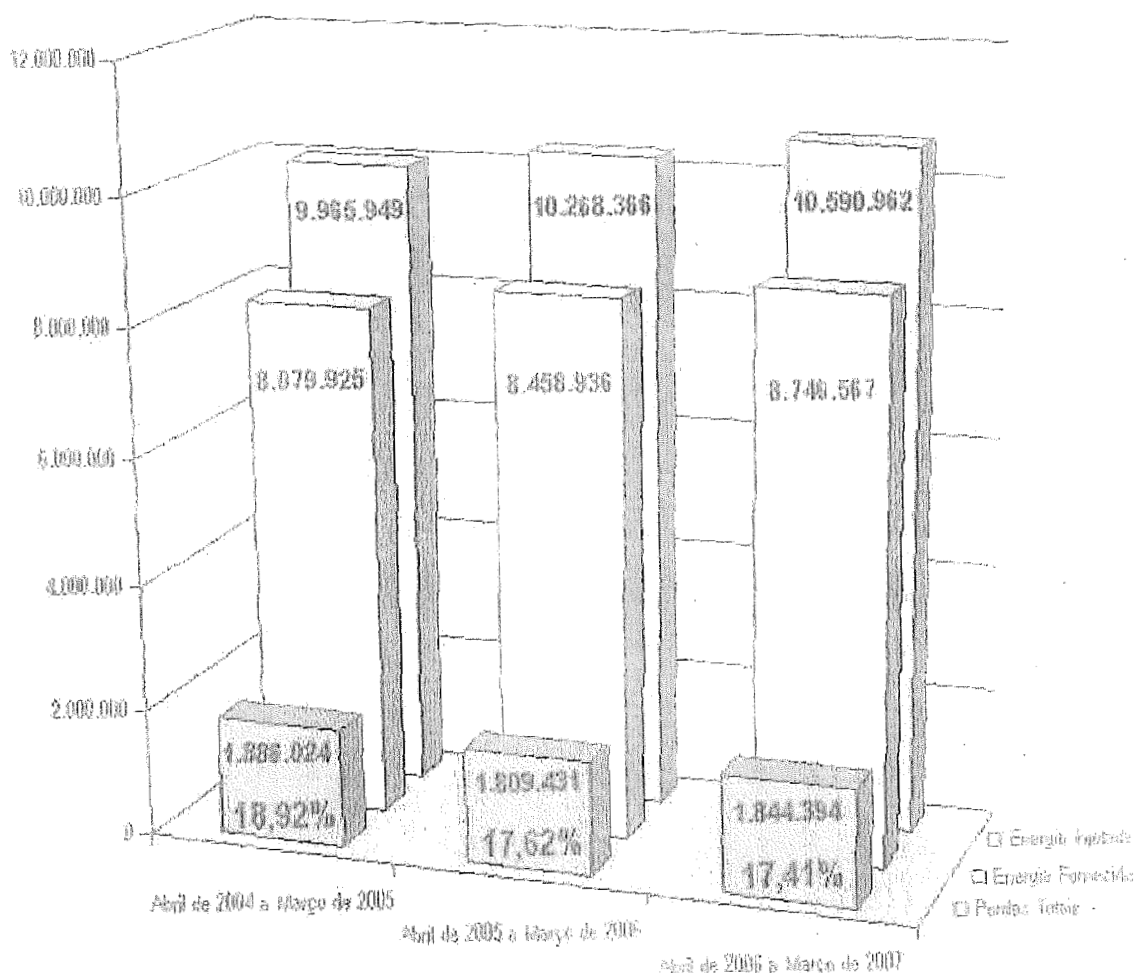


Gráfico 1 – Histórico de perdas na distribuição

Com o crescimento do sistema de distribuição, pode-se deduzir que a tendência natural é um crescimento das perdas técnicas, muito embora, para o caso, não há dados consolidados para validar tal afirmação, uma vez que as perdas técnicas foram calculadas apenas para o primeiro período considerado (abril de 2004 a março de 2005).

Caso se confirme o crescimento das perdas técnicas, permitir-se-á afirmar que as perdas não técnicas na área de concessão da CELPE vêm diminuindo.

1.3 – Dados de Perdas da Revisão Tarifária

Durante a fiscalização, foram auditados os principais dados relativos à revisão tarifária de 2005 da CELPE para a composição das perdas de energia.

Para o período da revisão tarifária da CELPE, foram comparados os dados de perdas de energia na distribuição, sem considerar as perdas na Rede Básica, relativos ao período de março 2000 a fevereiro 2005 (5 anos anteriores ao Teste utilizado para a revisão tarifária) encaminhados pela Empresa à ANEEL, em



agosto/2004 (o período de agosto/2004 a fevereiro/2005 eram valores projetados pela Empresa), com os dados obtidos durante a fiscalização. Esses valores, juntamente com as perdas na transmissão, que tem um procedimento de cálculo específico, foram utilizados pela SRE/ANEEL para a definição das perdas na Empresa. Além disso, todos os dados foram obtidos por meio do Acompanhamento Mensal do Balanço Energético da CELPE, emitido pela Unidade de Previsão de Mercado - CMME.

No primeiro momento, foram comparados os valores de perdas de energia no segmento de distribuição (sem Rede Básica) para o período de março/2000 a julho/2004 dos dados informados (agosto/2004) pela Empresa, na época da revisão tarifária, com os obtidos durante a fiscalização. Nesse sentido, foram encontradas divergências, conforme tabela 6 abaixo:

PERDAS DE ENERGIA (MWh)	ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL
Revisão Tarifária	2004	164.478,4	133.421,9	134.134,5	138.465,7	169.563,3	119.606,3	156.885,4
Fiscalização	2004	164.058,2	132.405,7	139.259,1	134.514,3	167.847,2	117.161,6	154.661,1
Diferença (%)		(0,26)	(0,77)	(2,59)	(2,94)	(1,02)	(2,09)	(1,41)

Tabela: 6- Perdas de energia apenas no segmento de distribuição: revisão tarifária x fiscalização

Analisando os reflexos dessas divergências para o horizonte de março/2000 a julho/2004 (dados de perdas realizados), constata-se que essas discrepâncias representaram uma diferença, a menor, de 0,04% sobre a energia injetada realizada nesse período. Em outras palavras, as perdas na distribuição, quando do envio dos dados para a revisão tarifária, foram de 18,66% sobre a energia injetada, enquanto que, quando da fiscalização, foram de 18,62% sobre a energia injetada, conforme anexo I.

No segundo momento, foram comparados os valores de perdas de energia no mesmo segmento, agora para o período de março/2000 a fevereiro/2005, sendo que o período de agosto/2004 a fevereiro/2005 esses valores foram projetados pela Empresa. Nesse caso, foi encontrada uma divergência de 0,23%, a maior, sobre a energia injetada realizada nesse período. Em outras palavras, as perdas na distribuição, quando do envio dos dados para a revisão tarifária, foi de 18,44% sobre a energia injetada realizada, enquanto que, quando da fiscalização, foram de 18,67% sobre a energia injetada realizada, conforme anexo I.

Apesar disso, verificou-se que não houve vantagem auferida pela Empresa do ponto de vista dos valores de perdas reconhecidos pela ANEEL. Pelo contrário, se os dados estivessem sido atualizados até fevereiro de 2005 (valores realizados), as perdas na distribuição seriam maiores do que as efetivamente definidas pela SRE/ANEEL.

Adicionalmente, em 25 de junho de 2007, a SRE/ANEEL encaminhou o Ofício nº 336/2007, questionando a CELPE sobre as divergências apontadas na tabela 6 uma vez que esses dados já eram do conhecimento da Empresa:

Em 3 de julho de 2007, a CELPE encaminhou resposta por meio da Carta nº 3, de julho de 2007 (anexo II), em se destacam os seguintes pontos:



Empresa de Transmissão de Energia Elétrica S.A.

1) Período de Jan/04 a Jul/04

Foi verificada divergência entre os dados informados no banco, em ago/04, e os dados entregues à fiscalização, em jun/07, referente ao período de jan/04 a jul/04, devido à:

c) Inconsistência de dados relativos à energia entregue aos clientes livres;

i. A maior parte da diferença identificada, foi referente a ausência da energia entregue a um Cliente livre em específico, no balanço de perdas, no ano de 2004.

Avaliado os motivos que levaram a tal incorreção, entendemos que houve falha na composição da planilha de energia entregue especificadamente naquela ano, isto porque, nos anos anteriores de 2002 e 2003, o mercado de cliente livre foi devidamente considerado.

ii. Ajustes, realizados posteriormente ao envio do banco de dados em ago/04, referente a:

- i. As medições de energia por parte de Fernando de Noronha que foram ajustadas;
- ii. As leituras das térmicas emergenciais foram contabilizadas;
- iii. Ajuste no faturamento de parte de suprimento à outras concessionárias;
- iv. O faturamento de consumo de geradoras estava contabilizado em Jan/04 e deveria ter sido desconsiderado, o que foi ajustado nas contabilizações de mar/04 e abr/04.

Segue no anexo 1 planilha, na qual foram demonstradas as diferenças de acordo com os motivos a qual é resumida a seguir:

Perdas de energia (MWh)

		jan/04	fev/04	mar/04	abr/04	mai/04	jun/04	jul/04	Total período jan/04 - jul/04
Revisão Tarifária	a	184.478,4	133.421,6	164.154,8	135.485,7	189.543,9	119.038,2	188.809,4	1.070.580,1
Fiscalização	b	124.958,2	133.405,7	181.281	135.314,5	187.547,2	117.151,5	154.251	1.050.507,3
Diferença (b - a)		(420,2)	(1.016,2)	(2.996,2)	(3.969,2)	(1.716,7)	(3.444,7)	(2.225,9)	(70.072,9)
Total dos ajustes		(420,2)	(1.016,2)	(2.996,2)	(3.969,2)	(1.716,7)	(3.444,7)	(2.225,9)	(70.072,9)
Ajuste Energia Entregue		-	(1.012,6)	(6.111,7)	(2.452,2)	(1.790,3)	(3.023,5)	(2.372,6)	(17.765,3)
Ajuste Requisito (FNI)		-	-	-	-	62,9	30,1	-	93,0
Ajuste Requisito (Suprimento)		-	-	-	-	-	42,7	-	42,7
Ajuste Suprimento à concessionária		-	-	-	-	-	427,0	-	427,0
Ajuste Consumo Gerador		(420,2)	(3,8)	(1,7)	(10,5)	-	-	-	(436,2)
Resíduo (arredondamento)		(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)

II) Período de Ago/04 a Fev/05

Em relação ao período posterior a julho/04, como já foi mencionado, os dados eram relativos a projeções, sendo portanto, esperada as diferenças com seus valores realizados.

Analisando os valores realizados até fev/05, verificamos que as perdas realizadas foram maiores do que as informadas nas projeções do banco de dados.

Perdas de energia (MWh)

		ago/04	set/04	out/04	nov/04	dez/04	jan/05	fev/05	Total período ago/04 - fev/05
Revisão Tarifária	a	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	1.050.507,3
Fiscalização	b	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	135.543,9	1.050.507,3
Diferença		-	-	-	-	-	-	-	-

Dimensão da diferença verificada

i) Em específico do período de jan/04 a jul/04

Apesar da diferença verificada de -15.572,3 MWh, no período de jan/04 a jul/04 representar 0,57% dos montantes (MWh) de perdas nesse período de 7 meses, é preciso, de fato, avaliar qual o impacto dessa diferença no índice de perdas regulatórias calculado pela ANEEL considerando os 5 anos. Considerando que essas diferenças foram em 7 meses dos 60 meses utilizados para a avaliação da média, obtivemos, assim, o efeito no índice de perdas de distribuição do ano-teste sobre energia injetada de -0,02%.

Ajustando os valores de jan/04 a jul/04, obtivemos os seguintes índices de perdas, pela mesma metodologia utilizada pela ANEEL na NT 106/05 e depois, foram obtidos os índices de perdas conforme a NT 144/06, que estabeleceu o índice de perdas técnicas conforme fiscalização de SRD/ANEEL, sendo ajustada nas perdas comerciais a diferença para o total de perdas na distribuição, tudo detalhado nas planilhas no anexo 2.

Comparação em relação a NT 106-05

	NT 106/05	dados ajustados de jan/04 a jul/04	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas	10,48%	10,48%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,50%	12,46%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição(*)	23,88%	23,56%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada(**)	18,23%	18,21%	-0,02%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144-06

	NT 144-06 re-revisão	dados ajustados de jan/04 a jul/04	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas (**)	10,396%	10,396%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,596%	12,554%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição(*)	23,697%	23,555%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	18,23%	18,21%	-0,02%	Energia Injetada

* calculado como resultado da aplicação das perdas no mercado de ano teste

** na NT 144-06 o índice de perdas técnicas foi definido conforme conclusão da fiscalização SRD/ANEEL sobre as perdas comerciais e energia

*** calculada as Perdas de Distribuição (MWh) sobre perdas técnicas sobre a energia injetada

Assim, verifica-se que o impacto dessas diferenças no índice de perdas regulatórias seria na ordem de -0,04% (na linguagem SRE/ANEEL adotada naquela época, ou seja, sobre o mercado de venda) ou de -0,02% (linguagem sobre energia injetada).

ii) Atualizando o banco de dados de todo o período de 2004 até fev/05

Considerando que no período de ago/04 até fev/05 os dados eram projetados, e que foram utilizados pela ANEEL na média para obtenção do índice de perdas regulatórias, foi realizada uma atualização geral, ajustes dos valores e substituição por dados realizados até fev/05, inclusive com uma adequada abertura do suprimento



Agência Nacional de Energia Elétrica

às outras distribuidoras em ativo e livre, no sentido de apurar a média de 5 anos de perdas como base nos dados efetivamente realizados.

Foi verificado que as perdas realizadas, no período de ago/04 a fev/05, foi superior às consideradas no banco de dados, vindo a compensar e até superar a inconsistência dos dados do período de jan/04 a jul/04, obtendo-se uma elevação do índice de perdas de distribuição sobre energia injetada de +0,11%, como demonstramos abaixo e no anexo 3:

Comparação em relação a NT 106-03

	dados			
	NT 106/03	realizados até fev/05	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas	10,48%	10,87%	0,19%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,90%	12,47%	-0,03%	Mercado Venda
Perdas Distribuição(**)	22,96%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	18,25%	18,34%	0,11%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144-06

	dados			
	NT 144-06	realizados até	diferença	Base
	re-revisão	fev/06	%	(linguagem)
Perdas Técnicas (**)	10,3961%	10,3961%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,5980%	12,7691%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição(**)	23,60%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	18,12%	18,34%	0,11%	Energia Injetada

** calculada como resultado de aplicação das perdas no mercado de energia

*** na NT-144-06 o índice de perdas técnicas foi definido conforme conclusão de regulamentação A-10, tendo sido apuradas as Perdas comerciais por diferença

*** calculada as Perdas de Distribuição (MWh) obtidas para o ano-base sobre a energia injetada.

Considerações

O banco de dados elaborado para subsidiar os estudos da revisão tarifária, com base em levantamento de dados de diversas áreas de empresa, pela sua dimensão, tanto no que se refere ao volume de informações e abrangência, quanto ao nível de detalhe, está sujeito a desvios de precisão, que, nesse caso, mostrou-se bem inferior ao desvio das projeções que se faziam necessárias.

Para o ano de 2004, por ser o último ano, foram informados a ANEEL dados preliminares (até julho), tendo em vista que ainda estavam sujeitos a consistências como veio a ocorrer posteriormente.

Não houve solicitação pela ANEEL de atualização do banco de dados enviado em ago/04, talvez devido ao cronograma, uma vez que a ANEEL fez a proposta preliminar de revisão tarifária já em dez/04. Mas se essa tivesse sido feita haveria um elevação do índice regulatório de perdas, maiores com o ajustes dessas diferenças nos primeiros meses de 2004, tendo em vista a realização de perdas foi superior a projetada.

Conclusões

A diferença verificada, esclarecida como inconsistência na montagem do banco de dados foi na ordem de 0,02% do índice de perdas regulatórias de distribuição sobre energia injetada.

Foi esclarecido que tal incorreção não foi proposital, uma vez que foram apresentados os dados corretos durante as fiscalizações realizadas e que numa atualização dos valores empregados para o cálculo de perdas histórica de perdas, haveria até uma elevação do índice regulatório.

Diante do exposto, a Celpe demonstra que houve uma inconsistência nos dados enviados em agosto de 2004 mas de reduzida abrangência e justificável tendo em vista que eram dados mais recentes que ainda não haviam passado por mais testes de consistência e dada a abrangência e quantidade de informações disponibilizadas na ocasião. Destaca-se que tal imprecisão dos dados enviados além de reduzida e justificável, não implicou em qualquer prejuízo para o consumidor, pois, ao contrário, caso a base de dados fosse atualizada até fevereiro, com os dados corrigidos, o índice de perdas regulatórias de distribuição sobre energia injetada, a ser obtido pela ANEEL, seria maior do que os valores adotados, na ordem de +0,11%.

Dessa forma, considerando que não houve dolo na apresentação dos dados por parte da Empresa quando da revisão tarifária, a fiscalização acata as justificativas encaminhadas pela CELPE.

1.4 – Dados de Reajustes Tarifários (Compra de Energia)

Ainda durante a fiscalização foram auditados os dados de compra de energia, via contratos, encaminhados pela CELPE à ANEEL, para os processos de reajustes tarifários referentes aos períodos de abril/2005 a março/2006 e de abril/2006 a março/2007.

A fiscalização comparou esses dados com os obtidos pelo sistema de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por meio do SINERCOM, base de informação utilizada pela ANEEL.

Na comparação dos resultados apresentados nas tabelas 7 e 8, constatou-se que os dados eram praticamente os mesmos, com erros próximos de zeros. Dessa forma, a fiscalização considerou que os dados de compra de energia apresentados pela CELPE são confiáveis.

Fonte do Dado	Un	abr 05	mai 05	jun 05	jul 05	ago 05	set 05
CELPE	MWh	826.861	839.277	800.487	820.520	826.260	819.611
FISCALIZAÇÃO	MWh	826.861	839.277	800.487	820.520	826.260	819.611
DIFERENÇA	%	0	0	0	0	0	0

Fonte do Dado	Un	out 05	nov 05	dez 05	jan 06	fev 06	mar 06
CELPE	MWh	887.711	874.411	866.503	891.698	816.647	814.004
FISCALIZAÇÃO	MWh	887.711	874.411	866.504	891.698	817.090	814.151
DIFERENÇA	%	0	0	0	0	0	0

Tabela 7 – Comparação de dados de compra de energia, via contrato para o período de abril/2005 a março/2006

Fonte do Dado	Un	abr 06	maio 06	jun 06	jul 06	ago 06	set 06
CELPE	MWh	862.895	879.299	798.467	789.626	794.201	804.529
FISCALIZAÇÃO	MWh	862.855	879.255	798.398	789.604	794.176	804.494
DIFERENÇA		0	0	0	0	0	0

Fonte do Dado	Un	out 06	nov 06	dez 06	jan 07	fev 07	mar 07
CELPE	MWh	862.684	852.852	894.966	876.966	866.010	902.453
FISCALIZAÇÃO	MWh	862.273	851.343	894.905	876.829	866.349	902.010
DIFERENÇA		0	0	0	0	0	0

Tabela 8 – Comparação de dados de compra de energia, via contrato, para o período de abril/2006 a março/2007

1.5 – Dados de Reajustes Tarifários (Energia Distribuída a Consumidores Livres e Parcialmente Livres)

Foi constatado que o faturamento dos clientes livres e parcialmente livres não segue o calendário civil, ou seja, não é realizado considerando os dados registrados desde o primeiro e último dia do mês. Dessa forma, para análise do valor apresentado no balanço de energia mensal da Empresa como carga de consumidores livres, foram solicitadas e analisadas as memórias de massa de medição de algumas unidades consumidoras em meses pré-selecionados.

Com relação ao mês de abril/07, último no qual foram disponibilizados os dados para análise, tem-se a seguinte distribuição da energia dos consumidores livres por nível de tensão e classe:

Tensão	Classe	
	Industrial (MWh)	Comercial (MWh)
A1	637,745	-
A3	80.140,590	-
A4	4.828,264	1.048,108
Total (MWh)	66.655,707	

Tabela 9 – Distribuição dos clientes livres por classe e nível de tensão – abril/2007.

A análise dos dados dos clientes livres e parcialmente livres foi realizada considerando a escolha de 02 unidades que representam, aproximadamente, 50% da energia distribuída pela CELPE, conforme tabela abaixo. Foram analisadas as informações encaminhadas pela Empresa e os demonstrativos mensais das faturas emitidas para cada um dos clientes. Apesar de alguns clientes serem enquadrados como parcialmente livres, o montante de energia informado como energia ativa estava corretamente informado na composição da carga da distribuidora.

Cliente Livre	2004/01/01 00h00	2004/02/01 00h00	2004/03/01 00h00	2004/04/01 00h00	2004/05/01 00h00	2004/06/01 00h00	2004/07/01 00h00	2004/08/01 00h00	2004/09/01 00h00	2004/10/01 00h00	2004/11/01 00h00	2004/12/01 00h00
White Martins	6.576,0	6.215,9	5.172,5	5.857,0	4.301,2	5.275,6	5.275,0	6.030,0	6.894,9	6.155,9	5.927,9	7.034,0
CAI	410,4	6.355,3	6.271,1	5.555,7	4.134,2	5.288,1	6.231,1	1.394,4	1.691,2	6.802,4	5.407,4	1.711,0
Alcoa	7.029,2	7.702,1	6.734,5	7.577,7	7.111,7	7.771,7	7.587,2	7.335,7	7.095,7	7.919,0	7.552,8	7.966,0
Sociata Têxtil	5.227,0	5.935,7	5.201,5	5.559,4	5.783,5	6.044,8	5.452,9	5.135,1	4.447,1	4.828,2	5.235,9	6.011,5
Isabel	2.331,0	4.761,3	5.000,0	4.717,7	5.861,3	2.631,2	2.614,9	2.827,8	3.237,0	2.522,8	2.101,0	2.584,5
Total Livres	35.245,1	31.945,3	28.558,0	30.967,1	21.629,7	29.519,1	30.809,4	30.287,9	28.753,8	35.038,0	29.604,1	33.698,2
Demais Clientes	28.674,5	26.357,5	28.438,6	27.121,5	28.476,2	26.592,1	28.686,0	28.740,1	32.290,9	26.524,8	27.788,1	30.294,7
Representatividade (%)	55,14%	53,17%	49,94%	49,82%	53,81%	51,22%	58,95%	51,01%	44,57%	65,91%	49,87%	48,18%

Tabela 10 - Representatividade dos clientes livres analisados no período do último reajuste tarifário (2007)

Para análise dos dados apresentados no mercado de venda da CELPE e de uso do sistema de distribuição pelos clientes livres e parcialmente livres, foram solicitados da mesma o demonstrativo de faturamento e memória de massa da medição de todos os clientes livres dos meses de maio/05, junho/05, setembro/05, outubro/05, janeiro/06, fevereiro/06, junho/06, julho/06, outubro/06, novembro/06, janeiro/07 e fevereiro/07. Desses dados, foram analisados o valor do total da energia consumida por cada uma das unidades livres e parcialmente livres, partindo dos dados registrados entre as 00h15min:horas do 1.º dia e 24h00min do último dia do mês em análise. Nessa verificação não foram observadas incoerências nos dados registrados nas unidades consumidoras enquadradas como livres e parcialmente livres.

1.6 - Diferença de Dados: SAMP, Planilha De Referência E Nota Técnica N° 109/2005 da SRE

Com base no confronto de dados, foram observadas divergências nos seguintes dados: (i) montante de energia apresentado na classe Serviço Público e; (ii) número de unidades consumidoras por classe apresentados pela Empresa e aqueles obtidos junto à SRE. A Empresa apresentou as justificativas para as divergências apontadas por meio da Carta s/n. de 14/06/2007, anexo III. A seguir as principais justificativas apresentadas:

1. A CELPE informou que haveria algum equívoco no quadro da NT n° 109/2005, referente à classe de consumo Serviço Próprio, onde o valor correto deveria ser de 40.779.685 kWh, que era o valor apresentado no momento da fiscalização. Para comprovação dessa afirmativa, a Empresa apresentou consulta realizada no sistema SAMP para demonstrar que o valor existente no sistema estava alterado e condizente com o informado no momento da fiscalização.
2. Quanto à divergência no número de consumidoras nas classes de consumo, a CELPE informou que ocorria em função do relatório gerado no SAMP está considerando os números consolidados, os quais incluem os faturamentos e refaturamentos ocorridos, motivando assim a duplicidade de contagem de alguns consumidores.
3. Além disso, a Empresa informou que para a confecção do seu boletim de mercado existe uma regra distinta daquela para o envio dos dados do SAMP, pois além de considerar os consumidores faturados, considera também, por exemplo, as faturas de serviço e as faturas de parcelamento de dívida.

Foi constatada ainda divergência nos valores do balanço de energia comprada pela Empresa no período do reajuste tarifário ocorrido em 2007, onde o valor informado no SAMP para a compra de energia junto à Empresa NC Energia, não correspondia àquele apresentado na planilha de preço da Empresa para utilização no índice de reajuste tarifário. Tal diferença apurada era de aproximadamente 4.672,90 MWh. A CELPE encaminhou resposta, no e-mail, apresentando as seguintes justificativas para a diferença encontrada no momento da fiscalização:



- a) Os dados encaminhados pela Empresa no sistema SAMP foram informados com erro, pois continham dados ainda estimados sobre o montante mensal de energia adquirida junto à NC Energia. Quando do envio dos dados mensais para composição da planilha de pleito da Empresa, os dados encaminhados já foram aqueles efetivamente realizados;
- b) A CELPE informou que já havia solicitado a correção dos dados no SAMP e que tal diferença já havia sido informada pela SRE no momento da análise do pedido de reajuste tarifário;
- c) A CELPE apresentou cópia de mensagem eletrônica recebida do sistema SAMP/Anael, do dia 15/03/2007, informando a aceitação de pacote de dados referentes ao período de setembro/06 a fevereiro/07 com a correção dos dados de compra de energia da Empresa NC Energia em tal período. Além disso, a CELPE encaminhou tela com os dados finais registrados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, anexo IV, os quais foram confirmados junto à SRE como aqueles utilizados para o cálculo do índice de reajuste tarifário em março/2007; e
- d) A CELPE informou ainda que os dados, a partir de março/2007 já estão sendo preenchidos no SAMP com os valores realizados e não mais com dados previstos.

1.7 – Definição do Ciclo de Faturamento das Unidades Consumidoras

Constatou-se junto à área de leitura e faturamento, que a Empresa utiliza para a definição do ciclo de faturamento dos seus clientes, em baixa e média tensão, o critério de distribuir as datas de leitura e faturamento para conseguir que a energia média ponderada represente o mesmo quantitativo de energia que é injetada em seu sistema, visando assim minimizar o efeito deste descasamento no valor apurado de perda mensal.

A CELPE adota o procedimento de realizar todo o seu faturamento ajustando a quantidade de dias entre as leituras dos seus clientes, de forma a permitir que a energia injetada seja coincidente com o calendário civil do período em curso. Assim, dentro desta metodologia, existirão contratos que a leitura será efetuada no intervalo de 27 dias e outros em até 33 dias, conforme permitido pelos limites definidos no artigo 40 da Resolução Anel n.º 456/2000.

Para a definição do intervalo entre as leituras de um determinado conjunto de unidades consumidoras, os quais são distribuídos em lotes diários de leitura e faturamento, a Empresa utiliza o peso da energia de cada unidade consumidora dentro do respectivo lote. Sendo assim, caso o mês seja de 30 dias, o que implica dizer que a energia distribuída será apurada entre o dia 01 e 30 deste mês, o calendário de leitura e faturamento será ajustado de forma que a energia faturada de todos os clientes da Empresa represente o valor médio de 30 dias de consumo.

Constatação (C.2) - Perdas

2.1 - Plano de Ação de combate às Perdas Não Técnicas

No Processo de fiscalização, realizado na CELPE durante o período entre 28/05/07 e 01/06/07, foram verificadas as ações implementadas pela concessionária, com o objetivo de redução das Perdas Não Técnicas dentro da sua área de concessão.

Inicialmente, foram verificados os procedimentos relacionados ao volume das inspeções mensais e anuais, realizados para consumidores dos Grupos A e B, e as respectivas taxas de procedências registradas. Nessa análise foi comparada a evolução dos quantitativos de inspeções ao longo dos anos 2005, 2006 e 2007.

A seguir, analisou-se a estratificação das Perdas Não Técnicas por área geográfica, dentro da área de concessão da CELPE. A partir dessas informações, também foi feita correlação entre a evolução anual dos Indicadores de Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas.

Em avaliação realizada na área de faturamento, foram analisadas informações referentes à evolução mensal dos indicadores de unidades de consumidoras não lidas e unidades consumidoras faturadas pelo mínimo.

Na área de gestão de cortes e religação foram avaliados e verificados os procedimentos operacionais relacionados ao corte, religação e recorte. Foram verificados o quantitativo de equipes, os procedimentos adotados e a evolução dos indicadores de quantitativos mensais de cortes, religações e recortes. Nesse ponto, foram identificadas divergências entre o procedimento informado pela responsável pela área e as evidências os casos reais coletados no sistema da comercial da concessionária.

Por fim, as ações implementadas em campo foram verificadas "in loco".

2.1.1 - Evolução de Indicadores

Foi constatado através de informações da Gerente de Perdas da CELPE, que a concessionária dispõe de 218 equipes atuando no combate a perdas elétricas. A produtividade atual dessas equipes é de 4,6 inspeções/dia. Em 2006, foram realizadas 154.131 inspeções em unidades consumidoras, sendo 4.988 do Grupo A e 149.143 do Grupo B. A procedência observada foi de 31,8%, sendo 1,8% no Grupo A e 32,8% no Grupo B. A média de inspeções em 2006 foi de 12.844 inspeções/mês.

No ano de 2007, até março, foram realizadas 45.859 inspeções, sendo 1.364 no Grupo A e 44.495 no Grupo B. A procedência observada foi de 30,27%, sendo 1,7% no Grupo A e 31,2% no Grupo B. A média de inspeções no primeiro trimestre de 2007 foi de 14.829 inspeções/mês.

Sendo assim, ficou constatado que o volume de inspeções mensais está em crescimento entre o último trimestre de 2006 e o primeiro trimestre de 2007.

PROCEDÊNCIA DAS INSPEÇÕES – GRUPO A (porcentagem)

Setor 2005

Setor 2006



Inspeções	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2005	40	40	45	40	45	45	45	45	45	45	45	45
2006	55	50	55	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Inspeções no mês	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Inspeções acumuladas	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120

Fig. 1 – Procedência das Inspeções – Grupo A (2005 e 2006)

PROCEDÊNCIA DAS INSPEÇÕES – GRUPO B (porcentagem)

Setor 2005

Setor 2006



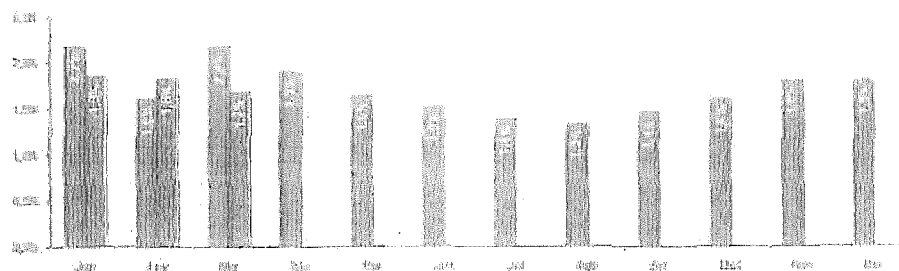
Inspeções	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2005	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
2006	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Inspeções no mês	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Inspeções acumuladas	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120

Fig. 2 – Procedência das Inspeções – Grupo B (2005 e 2006)

PROCEDÊNCIA DAS INSPEÇÕES - GRUPO A (acumulado)

Até 30/06/2007

Até 30/06/2006



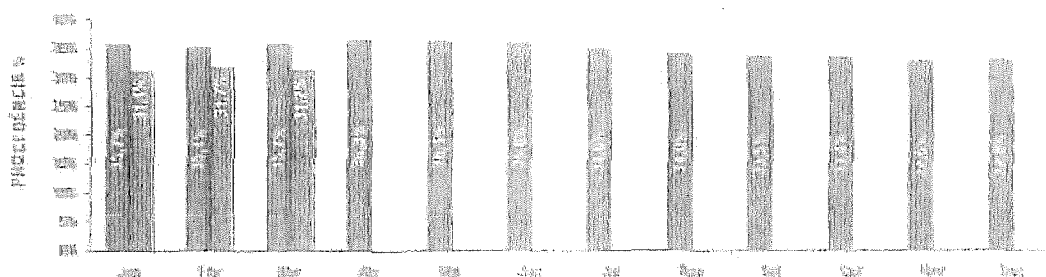
INSPEÇÕES											
PERCENTUAL	Total	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out
	Até 30/06/2007	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3
	Até 30/06/2006	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INSPEÇÕES POR MÊS	378	358	423								
INSPEÇÕES ACUMULADAS	378	150	358								

Fig. 3 - Procedência das inspeções - Grupo A (2007)

PROCEDÊNCIA DAS INSPEÇÕES - GRUPO B (acumulado)

Até 30/06/2007

Até 30/06/2006



INSPEÇÕES											
PERCENTUAL	Total	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out
	Até 30/06/2007	4 616	5 307	13 658							
	Até 30/06/2006	4 354	7 354	13 457							
INSPEÇÕES POR MÊS	15 427	10 808	18 208								
INSPEÇÕES ACUMULADAS	15 427	25 123	43 455								

Fig. 4 - Procedência das inspeções - Grupo B (2007)

De acordo com as informações apresentadas pela concessionária, foi observado que o índice de perdas da concessionária tem tendência de crescimento nos últimos seis meses (julho/2006 até março/2007). Conforme gráfico da figura abaixo, a região com maiores índices de perdas registradas é a Região Metropolitana, seguida da Patroilha, Serra Talhada e Garanhuns.

Índices de Perdas na distribuição, por Regional
IPE 12 meses com A1 e A3

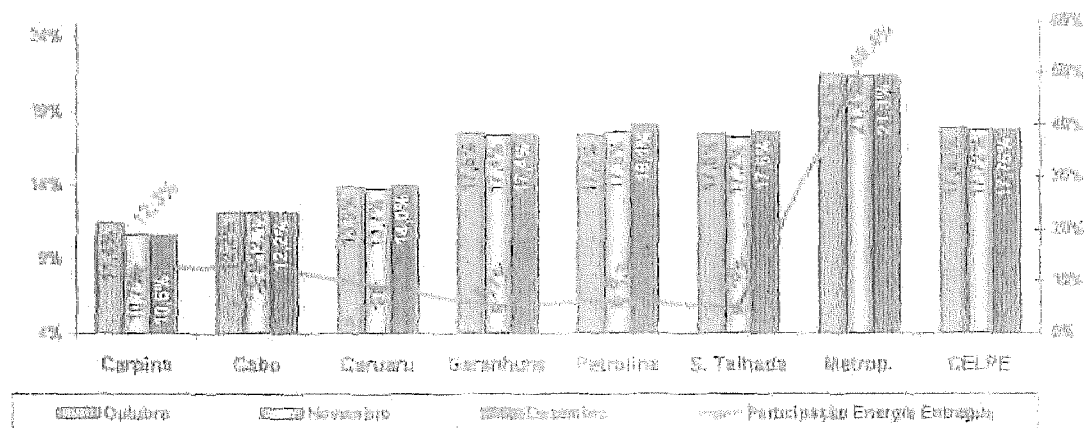


Fig. 5 - Índices de Perdas - (último trimestre 2006)

Índices de Perdas na distribuição, por Regional
IPE 12 meses com A1 e A3

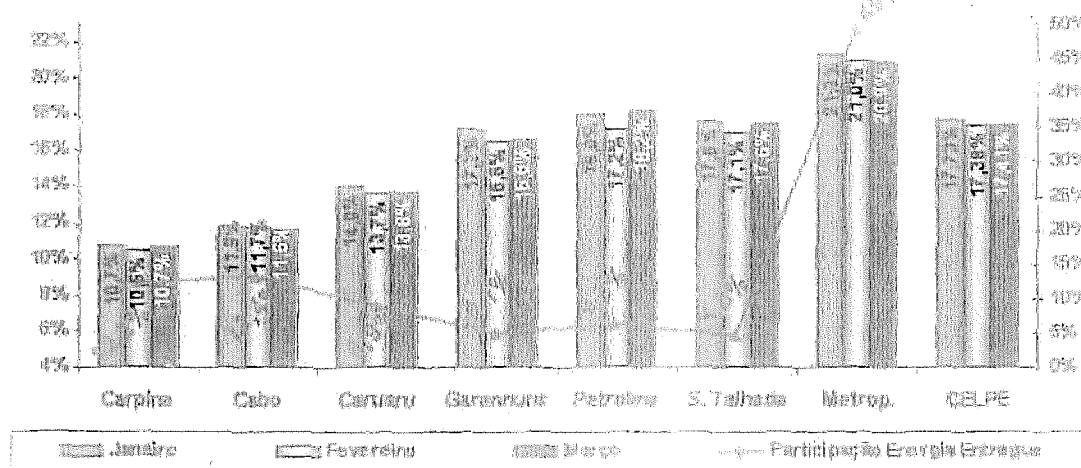


Fig. 6 - Índices de Perdas - (primeiro trimestre 2007)

De acordo com o gráfico apresentado na figura abaixo, foi observado que o Índice de Perdas Não Técnicas da concessionária apresenta redução nos valores acumulados ano a ano, desde 2004 até 2006. Nos dois últimos anos, o percentual de Perdas Não Técnicas foi inferior ao percentual de Perdas Técnicas.

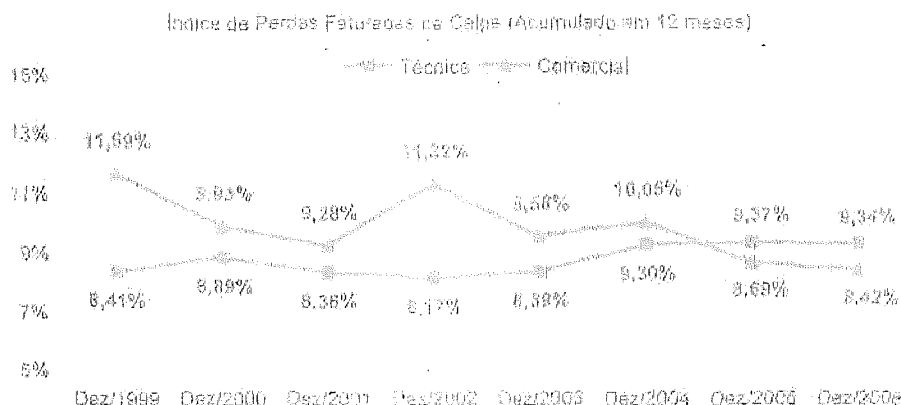


Fig. 7 – Índice de Perdas Faturadas pela CELPE (Acumulado em 12 meses)

Conforme constatado a partir dos dados fornecidos pela área de faturamento, o índice de medição de unidades consumidoras não lidas apresenta tendência decrescente desde abril/2005 até abril/2007, com exceção dos meses de julho e agosto/2006. O motivo pelo qual ocorreu aumento desse indicador nestes dois meses foi pontual e esteve relacionado à parte da capacidade dos recursos de leitura ter sido alocado para recadastramento das unidades consumidoras baixa renda durante esses dois meses de 2006, conforme informado pela gerente da área.

MÊS / ANO	2004	2005	2006	2007
JAN	7,39%	6,50%	3,53%	1,38%
FEV	9,10%	6,59%	3,34%	1,31%
MAR	8,02%	6,62%	3,29%	1,10%
ABR	7,58%	7,95%	3,38%	1,11%
MAI	7,03%	7,96%	3,09%	
JUN	7,92%	8,94%	3,43%	
JUL	7,40%	6,79%	7,81%	
AGO	7,29%	4,83%	15,75%	
SET	6,44%	4,25%	3,25%	
OUT	6,98%	4,27%	3,01%	
NOV	7,00%	3,96%	1,56%	
DEZ	6,44%	3,69%	1,52%	

Tabela 10 – Índice de unidades consumidoras não lidas.

No que se refere ao índice de unidades consumidoras faturadas pelo mínimo da classe, não foi observada tendência decrescente com melhoria no indicador, levando a concluir que este indicador não está sendo afetado pelas ações que estão sendo implementadas pela concessionária. Pelo contrário, observou-se variação entre os valores registrados nos últimos três meses, sendo bastante elevados em relação à série histórica.

DESCRIÇÃO	JAN/04	FEV/04	MAR/04	ABR/04	MAY/04	JUN/04	JUL/04	AGO/04	SET/04	OUT/04	NOV/04	DEZ/04	JAN/05	FEV/05	MAR/05	ABR/05
CONTRATOS FATURADOS POR CLASSE	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
CONTRATOS FATURADOS POR CLASSE (EXCETO CLASSE 1)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabela 11 – Índice de unidades consumidoras faturadas pelo mínimo

2.1.2 – Gestão de Cortes de Religação

Conforme foi informado pela área de Gestão de Contas a Receber, a capacidade está dimensionada para um volume de 50.000 cortes/mês mais 50.000 religações/mês. Esta capacidade aumentou de 25.000 em 2005, para 35.000 em 2006 e para 50.000 em 2007. Existem 150 equipes para este fim. De acordo com o informado, mensalmente existem 300.000 potenciais consumidores a serem cortados. Destes, 50.000 são cortados ou recortados, segundo critérios adotados pela concessionária, dos quais 92% são religados no mesmo mês. Um volume de 75.000 é tratado por meio de visitas de cobrança realizadas por agentes de cobrança, com 69% de efetividade. Um quantitativo de 25.000 é tratado por meio de tele cobrança, com 90% de efetividade. O restante é tratado por meio de cobrança extrajudicial.

Foi constatado que pelas informações dadas pela Empresa, que não existe a cultura de se remanejar as equipes de corte e religação entre as áreas de atuação, procedimento este que, ao longo do tempo, minimiza a eficácia dos procedimentos, já que se cria um vínculo entre os consumidores e as equipes de corte.

Na tabela abaixo está mostrada a evolução dos cortes/recortes/relições durante os anos de 2004, 2005, 2006 e 2007:

ANO	2004	2005	2006	2007
CORTES	25.000	35.000	50.000	50.000
RELIÇÕES	25.000	35.000	50.000	50.000
TOTAL	50.000	70.000	100.000	100.000

ANO	2004	2005	2006	2007
CORTES	25.000	35.000	50.000	50.000
RELIÇÕES	25.000	35.000	50.000	50.000
TOTAL	50.000	70.000	100.000	100.000

ANO	2004	2005	2006	2007
CORTES	25.000	35.000	50.000	50.000
RELIÇÕES	25.000	35.000	50.000	50.000
TOTAL	50.000	70.000	100.000	100.000

ANO	2004	2005	2006	2007
CORTES	25.000	35.000	50.000	50.000
RELIÇÕES	25.000	35.000	50.000	50.000
TOTAL	50.000	70.000	100.000	100.000

Tabela 12 – Volume de cortes/recortes/relições

No processo de corte, foi informado pela área de gestão de contas a receber, que o procedimento adotado é de acompanhamento com visita a unidade consumidora após 5 dias de efetivação do corte. Caso seja identificado religação à revelia, é efetuado novo corte, com a retirada do ramal de ligação. Após 5 dias é feita nova inspeção no local, e caso seja verificado nova religação à revelia é efetuado novo corte com a retirada do medidor.

Embora a empresa tenha apresentado o procedimento anterior, foi constatado por meio da análise da base de dados de unidades consumidoras cortadas no mês de março/2007, que este procedimento não está sendo cumprido rotineiramente pela concessionária, particularmente em relação às unidades consumidoras do Grupo A, em que a quantidade de energia envolvida é muito mais expressiva do que em relação a unidade consumidora do Grupo B. No anexo V, estão mostradas telas extraídas do sistema comercial da concessionária, onde é verificado que este procedimento não está sendo cumprido, chegando em alguns casos a demorar mais de 20 dias para retornar ao contrato cortado. Além disso, em alguns dos casos, existe a informação no sistema comercial, de que a unidade com o fornecimento suspenso encontrava-se autoreligada quando do retorno da equipe de acompanhamento de corte.

2.1.3 – Ações de Combate às Perdas Não Técnicas

Foi constatado em ação de fiscalização em campo, a ação de "Blindagem de Barramentos de Uso Coletivo", no condomínio Inez Andreazza. Conforme foi informado pela área de Perdas da Concessionária, esta ação tem objetivo de redução de Perdas Não Técnicas em condomínios residenciais, cujo índice de inadimplência é elevado e são verificadas auto-religações constantemente em unidades consumidoras cortadas.

Na figura 8, está mostrada a blindagem implementada pela concessionária no condomínio Inez Andreazza.



Fig. 8 – Blindagem de Barramentos de Uso Coletivo

A segunda ação implementada pela concessionária e verificada pela fiscalização em campo foi a instalação de medição eletrônica nos Bairros de Capela e Brasília Teimosa, no município de Recife. Esta ação está relacionada ao Projeto ELMET e as seguintes imagens estão mostrando as placas dos medidores



Agência Nacional de Energia Elétrica

eletrônicos instalados nestes bairros. Conforme foi informado pela concessionária, após a implantação da nova medição no bairro de Brasília Teimosa, o total de Perdas Não Técnicas foi reduzido de 80% para 20%. Apesar dos bons resultados obtidos pela concessionária, esta ação ainda não se encontra massificada, estando apenas na forma de projeto piloto e em fase experimental. Foi constatado que os bairros de Imbiribeira e Brasília Teimosa, não foram contemplados inteiramente com a instalação dos medidores eletrônicos, ficando esta ação restrita a cinco áreas em cada bairro.

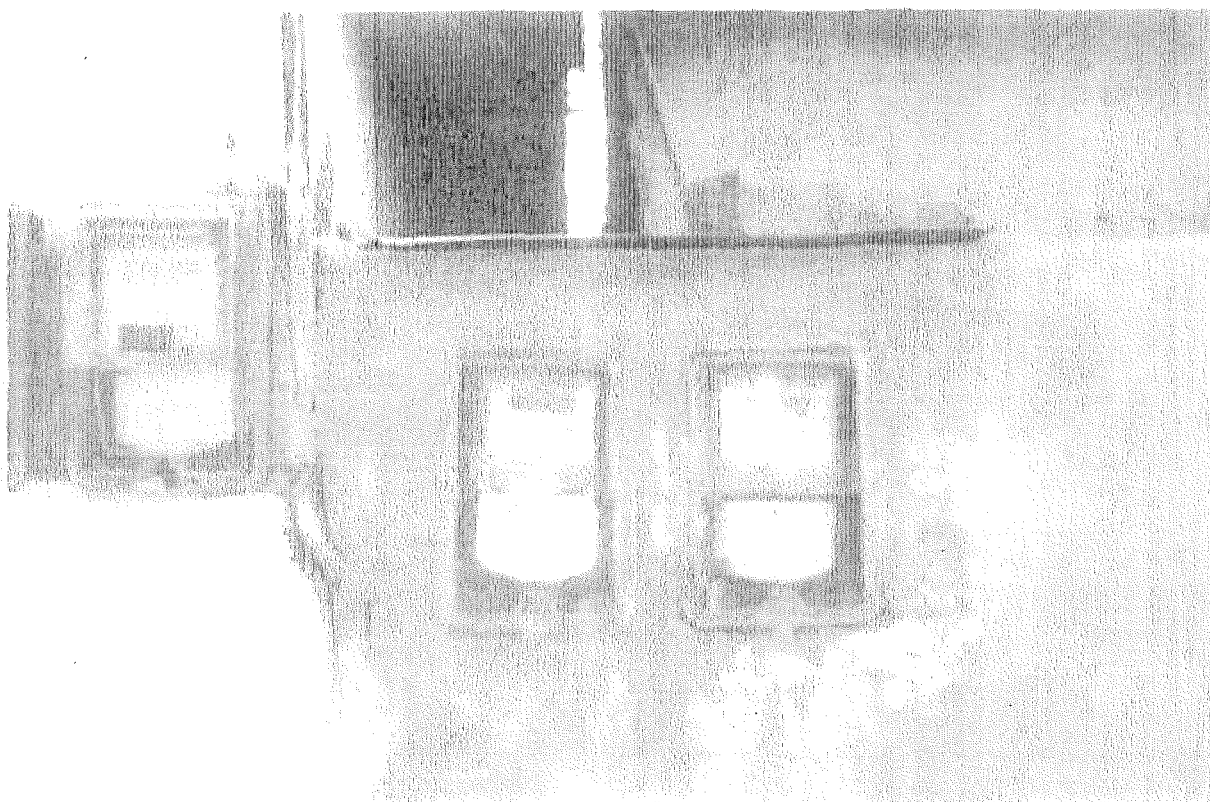


Fig. 9 – Medição eletrônica nos bairros de Imbiribeira e Brasília Teimosa

A terceira ação verificada em campo foi referente à implantação da medição em média tensão, instaladas em unidades consumidoras do Grupo A. Essa medição impossibilita a fraude, bem como agiliza a eficiência do processo de leitura, faturamento, além de permitir o acompanhamento e o monitoramento do consumo da unidade consumidora. Abaixo estão mostradas fotografias da medição em média tensão implantada pela concessionária em unidades consumidoras no município de Jabotão dos Guararapes.

312

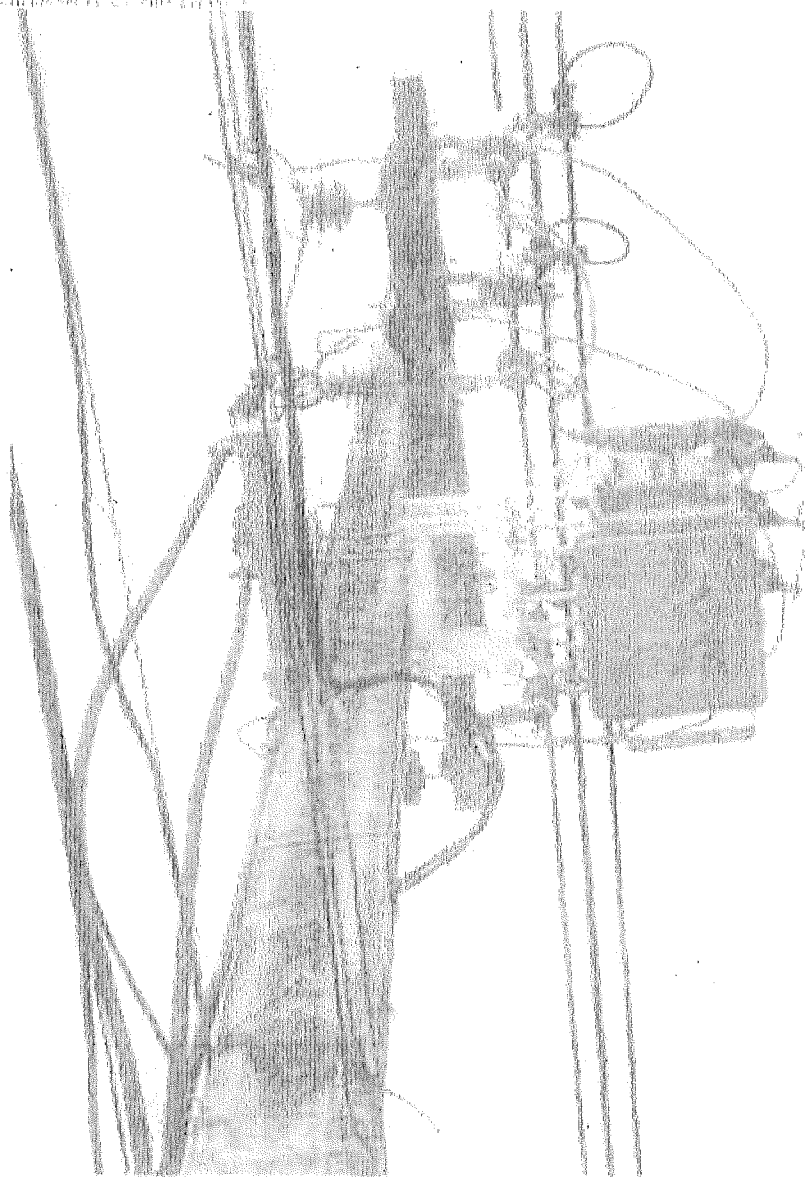


Fig. 10 – Medição em média tensão (1)

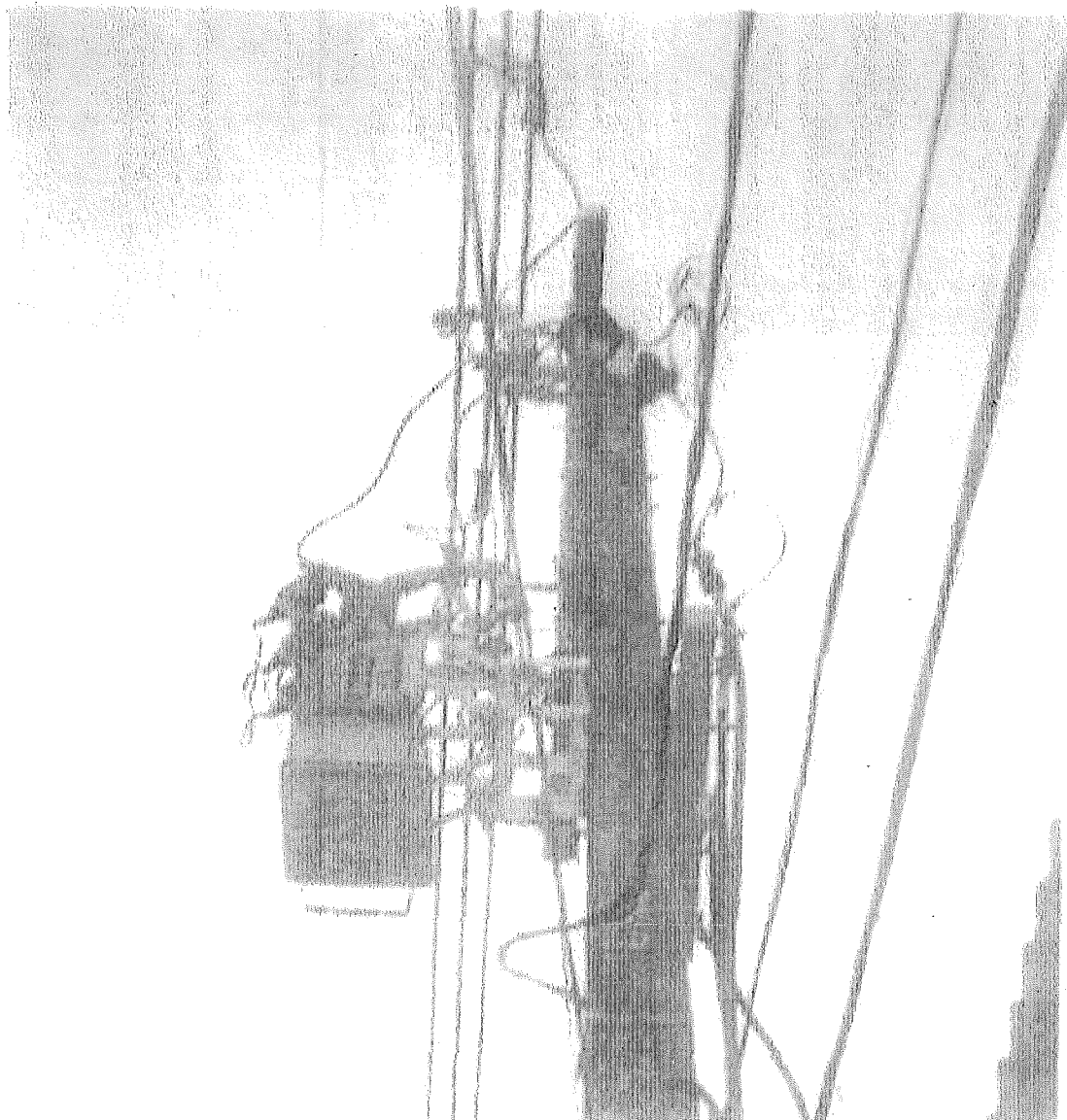


Fig. 11 – Medição em média tensão (2).

Outra ação encetada pela Concessionária foi a instalação do CIMM – Centro Integrado de Medição e Monitoramento, que pretende monitorar on-line todos os consumidores do Grupo A, bem como aqueles atendidos em média tensão (13,8 kV), mas faturados em baixa tensão. Pretendem também, monitorar todos aqueles projetos e suas expansões, para os consumidores de BT.

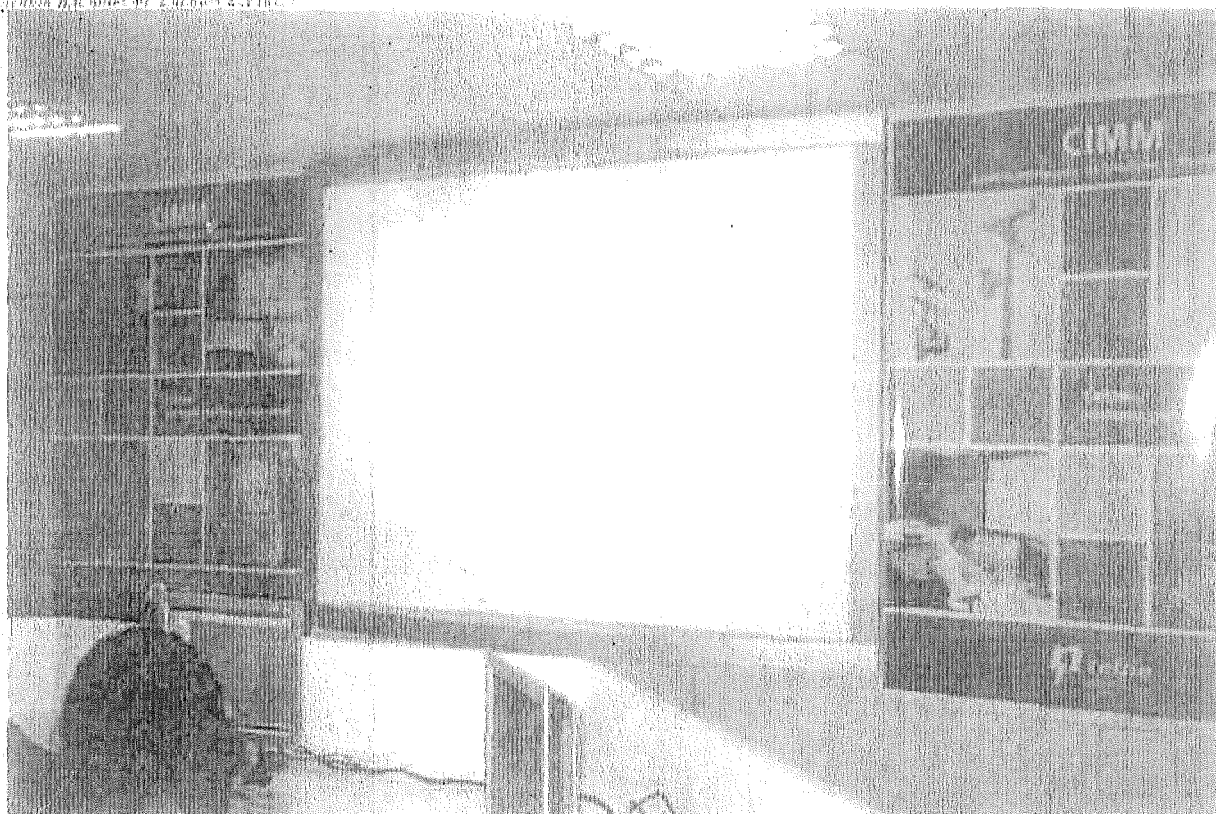


Fig. 12 – CIMM – Centro Integrado de Medição e Monitoramento (1)

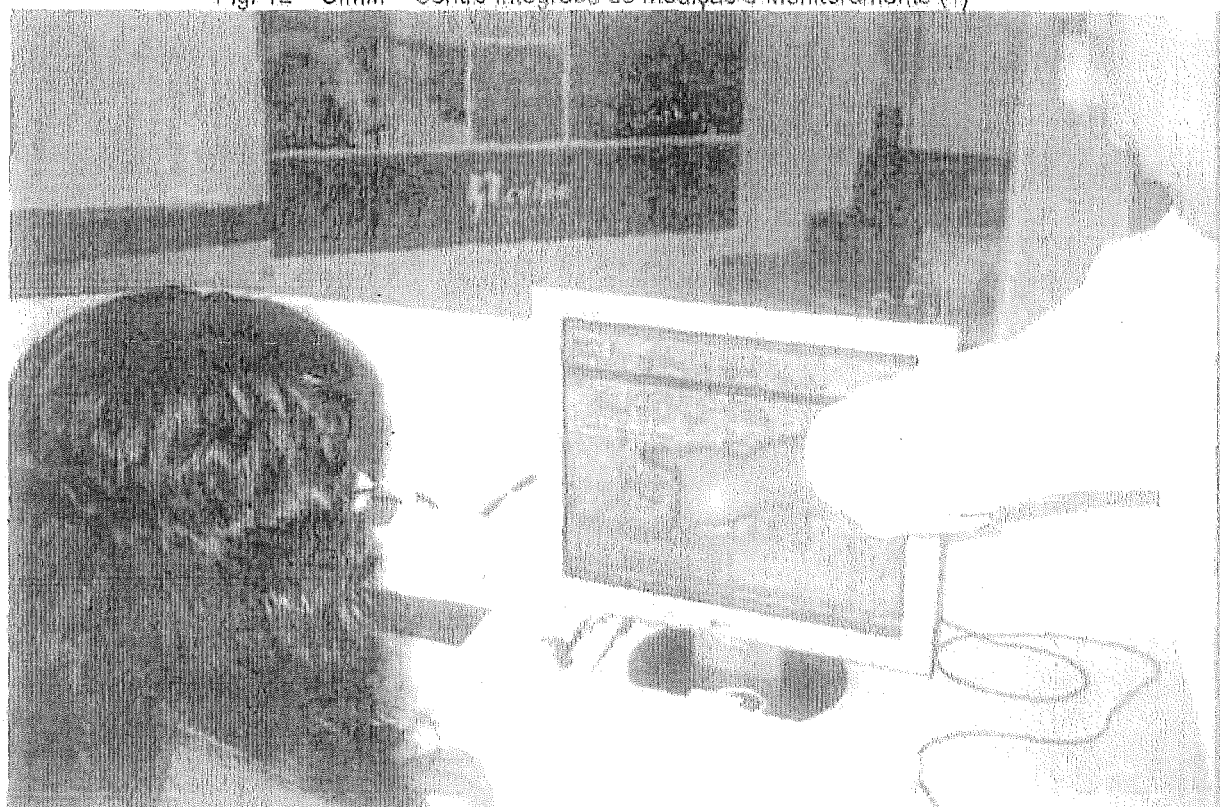


Fig. 13 – CIMM – Centro Integrado de Medição e Monitoramento (2)

Apresenta-se a seguir, os valores monetários de investimentos e despesas anuais de combate às perdas não técnicas informados pela CELPE, no período de 2000 a 2006 (valores históricos)

Tabela 13 - Desembolso financeiro no combate às perdas não técnicas

Recomenda-se que a DELPE incremente de modo significativo os investimentos imprescindíveis nas ações de combate às perdas não técnicas, de modo a atender o que determina a Nota Técnica nº 108/2005-SRE/ANEEL, no tocante a se atingir o Índice de perdas não técnicas de 5,32% até a próxima Revisão Tarifária, no semestre abril/2009.

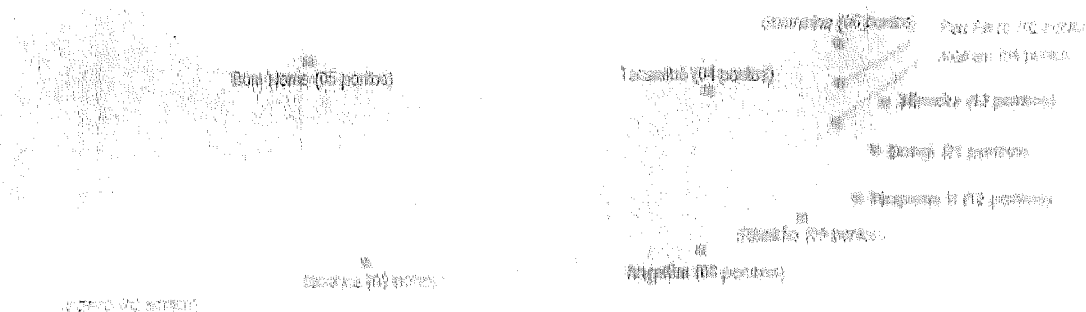
Recomenda-se que a CELPE ponha em prática o Procedimento Normativo de Corte e Rescisão de Usar todos os consumidores cortados por inadimplência no prazo máximo de 5 (cinco) dias.

Constatação (C.3) - SISTEMA DE MEDICAÇÃO PARA FATURAMENTO - SMF

De todos os pontos instalados, 87 (oitenta e sete) estão localizados nas subestações da CHESF. Praticamente toda a energia injetada no sistema da CELPE é medida por estes pontos.

Registra-se que a Geradora Termopemambuco está conectada na Rede Básica, na subestação Pirapama II – CHESF, em 230 kV.

Na Figura 14, abaixo estão indicadas as subestações e número de pontos de medição de cada uma.



$\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2)$ as a function of position of material

Nesse sentido, foram realizadas visitas de inspeção em 04 (quatro) subestações da CHESF: Bongi, Mirueira, Pirapama II e Angelim.

Para essas subestações, estão mapeados 55 (cinquenta e cinco) pontos (47% do total dos mapeados), e estão efetivamente instalados e conectados 53 (cinquenta e três) pontos (56% do total dos instalados).

No que se refere à energia, nessas subestações são medidos cerca de 67% de toda a energia injetada através de subestações da CHESF, o que representa um pouco mais de 65% de todo montante injetado no sistema de distribuição da CELPE.

A seguir, apresenta-se um detalhamento dos pontos verificados em cada subestação, conforme aparece VI:

SE BONGI

Foi constatada a instalação do medidor ZIV, modelo SCTE-E5A-2F6402UC para 10 (dez) pontos em 69 kV e para 11 (onze) pontos em 13,8 kV. No painel de medição da LT 69 kV Rio Jordão, estava faltando o medidor de retaguarda (Foto DSC3003).

Os Transformadores de Corrente (TCs), tanto no nível de tensão de 69 kV como no de 13,8 kV possuem classe de exatidão de 0,3% para o sistema de medição (TC 13,8 kV - Foto DSC3027; TC 69 kV - Fotos DSC30005 e DSC30009).

Para os Transformadores de Potencial (TPs) não foi possível constatar *in loco* a classe de exatidão. Foi verificado apenas que os TPs, tanto no nível de tensão de 69 kV como no de 13,8 kV, que alimentavam os medidores do SMF eram os que estavam instalados na barra da subestação.

SE MIRUEIRA

Foi constatada a instalação do medidor ZIV, modelo SCTE-E5A-2F6402UC para 12 (doze) pontos em 69 kV (Foto DSC3033).

Os Transformadores de Corrente (TCs) possuem classe de exatidão de 0,5% para o sistema de medição (Foto DSC3035).

Para os Transformadores de Potencial (TPs) não foi possível constatar *in loco* a classe de exatidão. Foi constatado apenas que os TPs que alimentavam os medidores do SMF eram os que estavam instalados na barra da subestação (Foto DSC3037).

SE PIRAPAMA II

Foi constatada a instalação do medidor ZIV, modelo SCTE-E5A-2F6402UC para 11 (onze) pontos em 69 kV e para 01 (um) ponto em 230 kV. No painel de medição da LT 69 kV Prazeres, estava faltando o medidor de principal (Foto DSC3039).

Os Transformadores de Corrente (TCs) possuem classe de exatidão de 0,3% para o sistema de medição (Fotos DSC3045 e DSC3050).



Agência Nacional de Energia Elétrica

Para os Transformadores de Potencial (TPs) não foi possível constatar *in loco* a classe de exatidão. Foi constatado apenas que os TPs de 69 kV que alimentavam os medidores do SMF eram os que estavam instalados na barra da subestação.

SE ANGELIM

Foi constatada a instalação do medidor ZIV, modelo 50TE-E5A-2H6402UC para 5 (cinco) pontos em 69 kV e para 3 (três) pontos em 13,8 kV. (Foto DSC3058)

Os Transformadores de Corrente (TCs), dos pontos em 69 kV, possuem classe de exatidão de 0,3% para o sistema de medição (Foto DSC3065). Para os TCs dos pontos de 13,8 kV não foi possível verificar *in loco* a classe de exatidão em virtude da altura onde estavam instalados os mesmos (Foto DSC3072).

Os Transformadores de Potencial (TPs) dos pontos em 69 kV, possuem classe de exatidão de 0,3% para o sistema de medição (Foto DSC3067) e estão instalados na barra da subestação na configuração entre fases (Foto DSC3066). Para os TPs dos pontos de 13,8 kV não foi possível constatar *in loco* a classe de exatidão em virtude da altura onde estavam instalados os mesmos (Foto DSC3072).

Assim, pelo número de pontos de medição visitados e representatividade do montante de energia medido, pode-se inferir que o SMF da CELPE está em condições de fornecer dados corretos e válidos.

VI - CONCLUSÃO

De uma maneira geral, os dados apresentados pela Empresa para a revisão tarifária 2005 se mostraram consistentes, apesar de divergências encontradas nos dados de perdas de energia no período de janeiro/2004 a julho/2004. Apesar disso, verificou-se que não houve vantagem auferida pela Empresa do ponto de vista dos valores de perdas reconhecidos pela ANEEL. Pelo contrário, se os dados estivessem sido atualizados até fevereiro de 2005 (valores realizados), as perdas na distribuição seriam maiores do que as efetivamente definidas pela SRE/ANEEL.

Além disso, a partir de tais constatações, tanto para o SMF como para o balanço energético do período (abril de 2004 a março de 2005), permite-se concluir que as perdas globais e técnicas definidas pela SRD, e apresentadas na Nota Técnica n.º 144/2006-SRE/ANEEL, de 12 de abril de 2006, foram feitas a partir de dados consistentes e válidos, uma vez que foram fiscalizados no presente processo. Conseqüentemente, o montante de 13,54% para as perdas não técnicas, por diferença, relativos ao período, apresentado também na referida Nota Técnica, é consistente e válido.

Do ponto de vista dos Planos de Ação para a redução das perdas não técnicas, constatou-se que a CELPE vem realizando as ações para fazer frente a esse problema, muito embora não tenha disseminado ainda na Empresa projetos pilotos - envolvendo novas tecnologias - que apresentaram excelentes resultados.

Em relação ao Sistema de Medição para Faturamento - SMF, pelo número de pontos de medição fiscalizados e pela representatividade do montante de energia medido, pode-se constatar que o SMF da CELPE está em condições de fornecer dados corretos e válidos.



Agência Nacional de Energia Elétrica

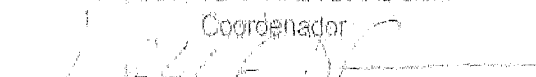
Finalmente, é urgente que a CELPE incremente de modo significativo os investimentos imprescindíveis nas ações de combate às perdas não técnicas, de modo a atender o que determina a Nota Técnica nº 106/2005-SRE/ANEEL, objetivando atingir o índice de perdas não técnicas de 8,32% até a próxima Revisão Tarifária, ou seja, abril/2009.

VII - EQUIPE DE FISCALIZAÇÃO



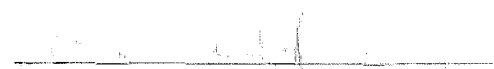
AILSON DE SOUZA BARBOSA

Coordenador


JESUS ROBERTO FERPER DE FRANCESCO


EDUARDO AMORIM MARTINS DE SOUZA


LEONARDO MORAIS DA ROCHA FORMIGA


MAGNO CAVALCANTE DA SILVA


MIGUEL GUSTAVO SILVA GIFFONI


ORLANDO CAVALCANTI GOMES FILHO

ANEXO 1 – Dados de Energia Injetada, Perdas de Energia - (Dados do Sistema de Distribuição sem Rede Básica)

ENERGIA (MWh)	ANO	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	TOTAL
Energia Injetada Realizada (MWh) (a)	00-01	798591,0	752745,0	785410,0	732055,0	742365,0	757322,0	755990,0	809235,0	805688,0	821408,0	834509	768117	9361838,0
	01-02	852736,0	786142,0	789851,0	585890,0	585141,0	590426,4	596643,4	647998,1	650563,3	688473,5	668473,5	633946,1	8076666,6
	02-03	725733,6	726109,0	737276,1	675662,2	704928,5	721967,2	725556,4	779397,6	768596,3	811790,4	826328,9	739527,8	8937804,0
	03-04	793974,2	779721,2	796137,5	725463,9	742469,5	761239,4	766077,6	815421,1	803962,5	843293,5	797790,2	735482,9	9359033,4
	04-05	839894,3	796814,6	806450,5	749799,4	766578,4	791352,0	796976,8	857822,1	856211,2	906237,8	894170,9	814331,1	9880689,9
														45615780,0

Energia Injetada Realizada (MWh): período de mar/00 a jul/05 - 39.596.628,1

Energia Injetada Realizada (MWh) (b)	00-01	158408,4	119698,4	172343,1	111008,9	133368,9	149593,6	129370,9	184873,4	150769,9	168660,3	174927,4	109263,3	1752240,9
	01-02	187754,5	107057,2	122754,3	30105,7	100796,4	118595,6	117343,4	142496,2	129113,8	143157,0	125938,4	104497,3	1429609,7
	02-03	185617,4	130119,1	146563,1	98891,6	136455,1	152568,2	139980,7	156919,2	143515,0	169031,4	165264,7	96852,0	1732267,6
	03-04	156982,8	138726,6	151197,6	93515,3	129057,5	136868,6	130095,8	178753,0	147210,0	169137,1	154038,2	132406,7	1721988,4
	04-05	189259,1	134514,3	167847,2	117161,5	154661,1	167476,3	125056,7	180075,2	159378,1	185685,5	173263,6	135048,9	1890349,9
														8412272,6
														(18,44%)

Perdas de Energia (MWh)-Revisão Tarifária: período de mar/00 a jul/05 - 7.407.268,5 (18,66%)

Perdas de Energia (MWh) FISCALIZAÇÃO	00-01	158408,4	119698,4	172343,1	111008,9	133368,9	149593,6	129370,9	184873,4	150769,9	168660,3	174927,4	109263,3	1752240,9
	01-02	187754,5	107057,2	122754,3	30105,7	100796,4	118595,6	117343,4	142496,2	129113,8	143157,0	125938,4	104497,3	1429609,7
	02-03	185617,4	130119,1	146563,1	98891,6	136455,1	152568,2	139980,7	156919,2	143515,0	169031,4	165264,7	96852,0	1732267,6
	03-04	156982,8	138726,6	151197,6	93515,3	129057,5	136868,6	130095,8	178753,0	147210,0	169137,1	154038,2	132406,7	1721988,4
	04-05	189259,1	134514,3	167847,2	117161,5	154661,1	167476,3	125056,7	180075,2	159378,1	185685,5	173263,6	135048,9	1890349,9
														8517502,1
														(18,67%)

Perdas de Energia (MWh) FISCALIZAÇÃO: período de mar/00 a jul/05 - 7.399.595,7 (18,62%)

Diferença de Perdas (%) - FISCALIZAÇÃO	00-01	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	01-02	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	02-03	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	03-04	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	04-05	2,59%	-2,94%	-1,02%	-2,06%	-1,44%	28,15%	3,82%	9,04%	10,58%	12,81%	4,54%	11,10%	11,10%

ANEXO II (Resposta ao Ofício nº 335/2007-SFE/ANEEL)

Documento Cópia - SICnet



Recife, 03 de julho de 2007
Carta SRE-082/07

Ilm^{as} Sr.

Dr. Paulo Henrique Silvestri Lopes

MD. Superintendente de Fiscalização dos Serviços da Eleticidade – SFE – ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Assunto: Resposta ao Of. nº. 335/2007-SFE - Solicitação de Justificativas
Fiscalização de Perdas de Energia

Senhor Superintendente,

Registramos, em 28 de junho de 2007, o recebimento do Ofício nº 335/2007-SFE/ANEEL, de 25 de junho de 2007.

Neste ofício, a fiscalização analisa o banco de dados fornecidos pela Celpe para o processo de Revisão Tarifária, em agosto/2004, em confronto com dados fornecidos à fiscalização realizada, na Celpe, no período de 28/5/2007 a 01/6/2007, solicitando justificativas das diferenças identificadas referente ao balanço energético de perdas de 2004.

Inicialmente, é preciso informar que o banco de dados enviado pela Celpe, em agosto/2004, que foi objeto de solicitação realizada pelo Ofício 078-04-SFE/ANEEL, de 28 de abril de 2004, era composto por diversas informações detalhadas de toda a empresa, compreendendo: energia comprada, mercado de venda, faturamento ativo, uso do sistema, suprimento, despesas de operação e manutenção, outras receitas, despesas de rede básica e conexão, depreciação e amortização, resultado não operacional, perdas técnicas, comerciais e da rede básica, alíquotas do ICMS, estrutura de capital (próprio e terceiros), escritórios comerciais, iluminação pública e plano de investimentos.

Os dados enviados no banco de dados, eram, em geral, realizados até julho/2004 e projetados a partir de agosto/2004 até 2009.

Os dados utilizados no processo de revisão tarifária, segundo metodologia aplicada a diversas empresas, tinha como base, projeções realizadas pela distribuidora e avaliada pela Agência, tanto de mercado, compras, receitas, quanto de investimentos, não somente para o ano-teste (abr/05 a mar/06), mas também para alguns dos dados até 2009, como o caso dos investimentos utilizados no Fator X.

Para o item de perdas, a ANEEL adotou, no 1º ciclo de revisões, critério para o estabelecimento de um nível regulatório de perdas calculado com base na média do índice de perdas realizado no período anterior, desde o início da concessão, no caso da Celpe, desde o ano 2000.

SFE - ANEEL
Recebido em 03/07/07
185/2-013999/07
Houtson

Documento Cópia - SICnet



Análise da Divergência Verificada

A partir da constatação pela Fiscalização do SPE, a Celpe realizou levantamentos nas apurações e planilhas utilizadas para compor o banco de dados, em 2004, chegando às seguintes conclusões:

i) Período de Jan/04 a Jul/04

Foi verificada divergência entre os dados informados no banco, em ago/04, e os dados entregues à fiscalização, em jun/07, referente ao período de jan/04 a jul/04, devido à:

a. Inconsistência de dados relativos à energia entregue aos clientes livres;

- i. A maior parte da diferença identificada, foi referente a ausência da energia entregue a um Cliente livre em específico, no balanço de perdas, no ano de 2004

Após os motivos que levaram a tal incorreção, entendemos que houve falha na composição da planilha de energia entregue especificadamente naquele ano. Isto porque, nos anos anteriores de 2002 e 2003, o mercado de cliente livre foi devidamente considerado.

b. Ajustes, realizados posteriormente ao envio do banco de dados em ago/04, referente à:

- i. As medições de energia gerada de Fernando de Noronha que foram ajustadas;
- ii. As leituras das termicas emergenciais foram contabilizadas;
- iii. Ajuste no faturamento de ponto de suprimento à outras concessionárias;
- iv. O faturamento de consumo de geradores estava contabilizado em Jan/04, e deveria ter sido desconsiderado, o que foi ajustado nas contabilizações de mar/04 e abr/04.

Segue no anexo 1 planilha, na qual foram demonstradas as diferenças de acordo com os motivos, a qual é resumida e seguir:

Perdas de energia (MWh)

		jan/04	fev/04	mar/04	abr/04	mai/04	jun/04	jul/04	Total período jan/04 - jul/04
Revisão Técnica	a	104.478,4	131.421,9	194.154,5	139.485,7	169.653,9	119.608,3	156.884,9	1.075.690,1
Fiscalização	b	764.058,2	132.406,7	189.250,1	734.514,2	167.847,2	117.161,6	134.661,1	1.509.999,2
Diferença (b - a)		(659,8)	(1.018,2)	(4.095,4)	(3.551,4)	(1.716,7)	(2.444,7)	(2.221,3)	(434,3)
Total dos ajustes		(434,3)	(1.018,2)	(4.095,4)	(3.551,4)	(1.716,7)	(2.444,7)	(2.221,3)	(15.577,3)
Ajuste Energia Entregue		-	(1.018,2)	(4.095,4)	(3.551,4)	(1.716,7)	(2.444,7)	(2.221,3)	(17.345,3)
Ajuste Requisito (FV)		-	-	-	-	62,8	88,1	1,1	(181,0)
Ajuste Suprimento (Suprimento)		-	-	-	-	-	62,8	-	(62,8)
Ajuste Suprimento à concessionárias		-	-	-	-	-	(62,8)	-	(62,8)
Ajuste Consumo Gerador		(434,3)	(1,3)	213,5	210,9	-	-	-	-
Resíduo (arredondamento)		(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Documento Cópia - SICnet



II) Período de Ago/04 a Fev/05

Em relação ao período posterior a julho/04, como já foi mencionado, os dados eram relativos a projeções, sendo portanto, esperada, as diferenças com seus valores realizados.

Analisando os valores realizados até fev/05, verificamos que as perdas realizadas foram, maiores do que as informadas nas projeções do banco de dados.

Perdas de energia (MWh)

		ago/04	set/04	out/04	nov/04	dez/04	jan/05	fev/05	Total período ago/04 - fev/05
Revisão Tarifária - projeção	a	120.223,8	129.832,1	163.789,0	142.532,1	161.887,3	166.783,3	122.852,3	1.008.000,2
Fiscalização - realizado	b	167.476,3	122.058,2	180.673,2	150.570,1	185.885,5	173.282,6	135.940,8	1.126.905,7
Diferença (b - a)		47.252,4	12.773,4	16.884,2	18.038,0	23.998,2	7.500,3	13.088,5	121.905,5

Dimensão da diferença verificada

i) Em específico do período de jan/04 a jul/04

Apesar da diferença verificada de -18.672,9 MWh, no período de jan/04 a jul/04 representar 1,37% dos montantes (MWh) de perdas nesse período de 7 meses, é preciso, de fato, avaliar qual o impacto dessa diferença no índice de perdas regulatórias calculado pela ANEEL considerando os 5 anos. Considerando que essas diferenças foram em 7 meses dos 60 meses utilizados para a avaliação da média, obtivemos, assim, o efeito no índice de perdas de distribuição do ano-teste sobre energia injetada de -0,02%.

Ajustando os valores de jan/04 a jul/04, obtivemos os seguintes índices de perdas, pela mesma metodologia utilizada pela ANEEL na NT 108/05 e depois, foram obtidos os índices de perdas conforme a NT 144/06, que estabeleceu o índice de perdas técnicas conforme fiscalização da SRD/ANEEL, sendo ajustada nas perdas comerciais a diferença para o total de perdas da distribuição, tudo detalhado nas planilhas no anexo 2.

Documento Cópia - SICnet



Comparação em relação a NT 100-05

	NT 100-05	dados ajustados de jan/04 a jul/04	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas	10,40%	10,48%	0,08%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,50%	12,48%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição (*)	23,60%	23,68%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (**)	16,23%	16,21%	-0,02%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144-06

	NT 144-06	dados ajustados de jan/04 a jul/04	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas (**)	10,396%	10,396%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,506%	12,554%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição (**)	23,597%	23,555%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	16,23%	16,21%	-0,02%	Energia Injetada

* calculado com base na aplicação das perdas no mercado de energia

** de NT 144-06 o índice de perdas técnicas foi calculado conforme conclusão de Resolução SRE, tendo sido aplicada ao Mercado Comercial e ao Mercado

*** calculado as Perdas de Distribuição (PDI) sobre a base de energia sobre a energia injetada

Assim, verifica-se que o impacto dessas diferenças no índice de perdas regulatórias seria na ordem de -0,04% (na linguagem SRE/ANEEL adotada naquela época, ou seja, sobre o mercado de venda) ou de -0,02% (linguagem sobre energia injetada).

ii) Atualizando o banco de dados de todo o período de 2004 até fev/05

Considerando que no período de ago/04 até fev/05 os dados eram projetados, e que foram utilizados pela ANEEL na média para obtenção do índice de perdas regulatórias, foi realizada uma atualização geral, ajustes dos valores e substituição por dados realizados até fev/05, inclusive com uma adequada abertura do suprimento às outras distribuidoras em cativo e livre, no sentido de apurar a média de 5 anos de perdas como base nos dados efetivamente realizados.

Foi verificado que as perdas realizadas, no período de ago/04 a fev/05, foi superior às consideradas no banco de dados, vindo a compensar e até superar a inconsistência dos dados do período de jan/04 a jul/04, obtendo-se uma elevação do índice de perdas de distribuição sobre energia injetada de +0,11%, como demonstramos abaixo e no anexo 3:

Documento Cópia - SICnet



Comparação em relação a NT 108-05

	NT 108-05	dados realizados até fev/05	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas	10,48%	10,67%	0,19%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,50%	12,47%	-0,03%	Mercado Venda
Perdas Distribuição(*)	23,60%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (**)	18,23%	18,34%	0,11%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144-06

	NT 144-06 re-revisão	dados realizados até fev/05	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas (**)	10,3531%	10,3961%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,5680%	12,7591%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição (**)	23,60%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (**)	18,23%	18,34%	0,11%	Energia Injetada

* calculado como resultado da aplicação das perdas no mercado do ano base

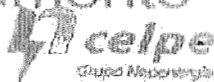
** na NT 144-06 o índice de perdas técnicas foi definido conforme conceitos de Associação S&D, sendo não aplicado as Perdas comerciais na diferença

*** calculado as Perdas da Distribuição (MDV) cobertas pela 2 subestação total e 1 energia injetada

Considerações

- a) O banco de dados elaborado para subsidiar os estudos da revisão tarifária, com base em levantamento de dados de diversas áreas da empresa, pela sua dimensão, tanto no que se refere ao volume de informações e abrangência, quanto ao nível de detalhe, está sujeito a desvios de precisão, que, nesse caso, mostrou-se bem inferior ao desvio das projeções que se faziam necessárias.
- b) Para o ano de 2004, por ser o último ano, foram informados a ANEEL, dados preliminares (até julho), tendo em vista que ainda estariam sujeitos a consistências como veio a ocorrer posteriormente.
- c) Não houve solicitação pela ANEEL de atualização do banco de dados enviado em ago/04, talvez devido ao cronograma, uma vez que a ANEEL fez a proposta preliminar de revisão tarifária já em dez/04, mas se essa tivesse sido feita haveria um elevação do índice regulatório de perdas, mesmo com o ajustes dessas diferenças nos primeiros meses de 2004, tendo em vista a realização de perdas foi superior a projetada.

Documento Cópia - SICnet



Conclusões

A diferença verificada, esclarecida como inconsistência na montagem do banco de dados foi, na ordem de -0,02% do índice de perdas regulatórias de distribuição sobre energia injetada.

Foi esclarecido que tal incorreção não foi proposital, uma vez que foram apresentados os dados corretos durante as fiscalizações realizadas e que numa atualização dos valores empregados para o cálculo da média histórica de perdas, haveria até uma elevação do índice regulatório.

Diante do exposto, a Celpe demonstra que houve uma inconsistência nos dados enviados em agosto de 2004, mas de reduzida abrangência e justificável tendo em vista que eram dados mais recentes que ainda não haviam passado por mais testes de consistência e dada a abrangência e quantidade de informações disponibilizadas na ocasião. Destaca-se que tal imprecisão dos dados enviados além de reduzida e justificável, não implicou em qualquer prejuízo para o consumidor, pois, ao contrário, caso a base de dados fosse atualizada até fev/05, com os dados corrigidos, o índice de perdas regulatórias de distribuição sobre energia injetada, a ser obtido pela ANEEL, seria maior do que os valores adotados, na ordem de +0,11%.

Colocamo-nos à inteira disposição para os esclarecimentos e informações adicionais que se façam necessárias.

Atenciosamente,


Fabiano da Rosa Carvalho
Superintendente de Regulação

Documento Cópia - SICnet



ANEXO 1

**DEMONSTRATIVO DAS DIFERENÇAS
PERÍODO DE JAN/04 A JUL/04**

Documento Cópia - SICnet

ANEXO 1

Perdas de energia (MWh)

		jan04	fev04	mar04	abr04	mai04	jun04	jul04	Total período jan04 - jul04
Revisão Tarifária	a	164.478,4	133.421,9	184.154,5	138.425,7	169.583,9	118.808,3	136.889,4	1.076.580,1
Fiscalização	b	164.050,2	132.405,7	183.259,1	134.514,3	167.847,2	117.761,6	134.661,1	1.059.937,2
Diferença (b - a)		(428,2)	(1.016,2)	(895,4)	(911,4)	(736,7)	(446,7)	(228,3)	(16.642,9)

-1,57%

Total dos ajustes		(533,2)	(1.012,9)	(895,4)	(911,4)	(736,7)	(446,7)	(228,3)	(17.315,5)
Ajuste Energia Entregue		-	(1.012,9)	(5.108,1)	(9.462,3)	(11.785,3)	(3.022,5)	(2.228,4)	(31.621,5)
Ajuste Requisito (FN)		-	-	-	-	62,6	68,1	1,1	131,8
Ajuste Requisito (Suprimento)		-	-	-	-	-	62,7	-	62,7
Ajuste Suprimento Concessionárias		-	-	-	-	-	427,0	-	427,0
Ajuste Consumo		(420,2)	(3,3)	212,8	210,8	-	-	-	(0,9)
Resíduo (arredondamento)		(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,0

Caldeira Petróleo não é considerada na energia entregue.
As medições de energia elétrica de F. Naveira foram ajustadas.
As indústrias das termicas e reprocessadas foram pontuadas.
Ajuste no fornecimento de energia de suprimento a outras concessionárias.
O fornecimento de energia de pontuação e energia entregue foram em Jan/04.
Porém, este valor deverá ser desconsiderado.
Assim foi feito um ajuste considerando para análise desta concessionária.
Nota-se que o valor total é ZERO.

Perdas de energia (MWh)

		ago04	set04	out04	nov04	dez04	jan05	fev05	Total período ago04 - fev05
Revisão Tarifária - projeção	a	120.323,9	129.832,1	163.789,0	142.552,1	161.891,5	155.783,3	120.852,3	1.096.004,3
Fiscalização - realizado	b	167.476,3	135.058,7	160.075,2	159.378,1	185.685,5	173.283,6	135.948,8	1.126.908,4
Diferença (b - a)		47.152,4	(6.773,4)	(26.296,2)	16.826,0	23.794,0	17.500,3	15.096,5	30.904,1



Documento Cópia - SICnet



ANEXO 2

AVALIAÇÃO NO ÍNDICE DE PERDAS
DO AJUSTE DE JAN/04 A JUL/04

Documento Cópia - SICnet

ANEXO 2

Jan/04 a Jul/04

Comparação em relação a NT 166/03

	NT 166/03	dados ajustados de Jan/04 a Jul/04	diferença %	base (normalização)
Perdas Técnicas	10,48%	10,48%	0,00%	Energia Entregua
Perdas Comerciais	12,50%	12,46%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição**	23,60%	23,56%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	36,23%	36,21%	-0,02%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144/03

	NT 144/03	dados ajustados de Jan/04 a Jul/04	diferença %	base (normalização)
Perdas Técnicas (**)	10,396%	10,396%	0,00%	Energia Entregua
Perdas Comerciais	10,496%	12,554%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição**	23,597%	23,555%	-0,04%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada (***)	36,23%	36,21%	-0,02%	Energia Injetada

** cálculo com base na aplicação da fórmula prevista na NT 144/03

*** a NT 144/03 utiliza como base de cálculo as perdas técnicas da Montagem SGA (sem considerar as perdas técnicas das subestações)

** cálculo de Perdas de Distribuição (MD) baseado nos dados de perda por unidade de potência

Documento Cópia - SICnet

Source of Data: from Personal Interview CELF 2004

of Ponds

[illegible][illegible]

Documento Cópia - SICnet

Memória de Cálculo da ANEEL

	Revisão 2006 NT 106-06	Re-Revisão NT 144-06
Entrada de Dados		
Perda Técnica (%)	10,4837%	10,3861%
Perda Comercial (%)	12,5034%	12,5960%
Perda Rede Básica (%)	2,7400%	2,7400%
Mercado de Venda (MWh) (cativo + suprimento)	7.523.074,89	7.523.074,89
Mercado de Consumidor Livre (MWh)	437.465,03	437.465,03

Energia Requerida	9.551.788,87	9.551.788,38
Perdas Comerciais - MWh	948.638,06	947.603,32
Perdas Comerciais	940.638,06	947.603,32
Perdas Migração de Consumidores Livres		
Perdas Técnicas - MWh	834.569,88	827.563,92
Perdas Técnicas	788.697,32	782.104,72
Perdas Consumidores Livres	45.862,58	45.476,20
Perdas Rede Básica - MWh	253.516,04	253.526,25
Perdas Totais	2.028.713,98	2.028.713,48

Perdas de Distribuição	1.775.187,94	1.775.187,24
	23,5967%	23,5966%

Perdas Totais	2.028.713,98	2.028.713,48
(calculadas sobre o mercado de venda)	26,97%	26,97%
(calculadas sobre o mercado total)	25,48%	25,48%

Energia Injetada	9.735.737,86	9.735.727,16
Perdas de Distribuição sobre a Energia Injetada	18,23%	18,23%

Documento Cópia - SICnet

Banco de Dados para Revisão Tarifária CELPE 2006

Porções

TOTAL ADO CALENDÁRIO

	2004	2005	2006	2007	2008
Energia Entregue - kWh	7.527.107	8.891.500	8.827.840	7.700.376	7.522.107
Consumo das Cadeias - kWh	7.527.107	8.891.500	8.827.840	7.700.376	7.522.107
Consumo das Lides - kWh	0	0	10.470	57.100	200.470
Perdas em Transmissão - kWh	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230
Perdas Técnicas - kWh	824.626	700.280	709.180	787.208	830.505
Perdas Comerciais - kWh	927.255	702.920	982.400	850.840	933.491
Perdas em Rede Elétrica - kWh	307.716	894.440	265.820	349.281	276.320
Perdas Totais	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230
Perdas Totais Elétricas - kWh	3.026	3.046	3.056	2.669	1.070
Perdas Totais Elétricas - kWh	307.716	254.445	263.821	249.281	276.322
Perdas Técnicas - kWh	10,56%	10,36%	10,16%	10,23%	11,82%
Perdas Técnicas - kWh	824.626	700.280	709.180	787.208	830.505
Perdas Comerciais - kWh	12,52%	11,36%	11,00%	11,06%	12,37%
Perdas Comerciais - kWh	927.255	702.920	982.400	850.840	933.491
Perdas Totais - kWh	27,08%	21,72%	21,16%	21,29%	24,19%
Perdas Totais - kWh	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230

TOTAL PERÍODO TARIFÁRIO - DATA BASE: 30/03/2006

	2004	2005	2006	2007	2008
Energia Entregue - kWh	7.527.107	8.891.500	8.827.840	7.700.376	7.522.107
Consumo das Cadeias - kWh	7.527.107	8.891.500	8.827.840	7.700.376	7.522.107
Consumo das Lides - kWh	0	0	10.470	57.100	200.470
Perdas em Transmissão - kWh	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230
Perdas Técnicas - kWh	824.626	700.280	709.180	787.208	830.505
Perdas Comerciais - kWh	927.255	702.920	982.400	850.840	933.491
Perdas em Rede Elétrica - kWh	307.716	894.440	265.820	349.281	276.320
Perdas Totais	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230
Perdas Totais Elétricas - kWh	3.026	3.046	3.056	2.669	1.070
Perdas Totais Elétricas - kWh	307.716	254.445	263.821	249.281	276.322
Perdas Técnicas - kWh	10,56%	10,36%	10,16%	10,23%	11,82%
Perdas Técnicas - kWh	824.626	700.280	709.180	787.208	830.505
Perdas Comerciais - kWh	12,52%	11,36%	11,00%	11,06%	12,37%
Perdas Comerciais - kWh	927.255	702.920	982.400	850.840	933.491
Perdas Totais - kWh	27,08%	21,72%	21,16%	21,29%	24,19%
Perdas Totais - kWh	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230

	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL	Porcentagem de Perdas
Perdas Comerciais - kWh	927.255	702.920	982.400	850.840	933.491	4.000.806	12,46%
Perdas Técnicas - kWh	824.626	700.280	709.180	787.208	830.505	3.851.800	10,40%
Perdas em Rede Elétrica - kWh	307.716	894.440	265.820	349.281	276.320	1.893.577	5,37%
Perdas Totais - kWh	1.781.801	1.803.200	1.691.100	1.697.041	1.770.230	7.948.003	23,23%
Energia Entregue - kWh	7.527.107	8.891.500	8.827.840	7.700.376	7.522.107	41.531.920	100,00%

Documento Cópia - SICnet

AJUSTADO OS VALORES REALIZADOS ATÉ JULHO/04

	REVISÃO 2005 NT 106-05 ajuste de dados até jul/04	RE-REVISÃO NT 144-06 ajuste de dados até jul/04
Entrada de Dados		
Perda Técnica (%)	10,48%	10,3961%
Perda Comercial (%)	12,46%	12,5543%
Perda Rede Básica (%)	2,7400%	2,7400%
Mercado de Venda (MWh) (cativeiro + suprimento)	7.823.074,89	7.823.074,89
Mercado de Consumidor Livre (MWh)	437.465,03	437.465,03

Energia Requerida	9.548.569,17	9.548.569,17
Perdas Comerciais - MWh	937.504,22	944.469,96
Perdas Comerciais	937.504,22	944.469,96
Perdas Técnicas - MWh	834.559,86	827.583,82
Perdas Técnicas	788.697,32	762.104,72
Perdas Consumidores Livres	45.862,56	45.479,20
Perdas Rede Básica - MWh	253.430,17	253.440,40
Perdas Totais	2.025.494,28	2.025.494,28

Perdas de Distribuição	1.772.064,10	1.772.063,68
	23,56%	23,55%

Perdas Totais (calculadas sobre o mercado)	2.025.494,28	2.025.494,28
	26,92%	26,92%

Energia Injetada	9.732.604,02	9.732.593,80
Perdas de Distribuição sobre a Energia Injetada	18,21%	18,21%

PERDAS-atualizado até jul/04

Documento Cópia SICnet



ANEXO 3

**AVALIAÇÃO NO ÍNDICE DE PERDAS
DA ATUALIZAÇÃO DE TODOS DADOS
DE JAN/04 À FEV/05**

[Handwritten signatures and initials]

Documento Cópia - SICnel

ANEXO 3

realizado até fev/05

Comparação em relação a NT 106/05

	NT 106/05	dados realizados até fev/05	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas	10,48%	10,67%	0,19%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,50%	12,47%	-0,03%	Mercado Venda
Perdas Distribuição ^(*)	23,60%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada ^(**)	16,23%	16,34%	0,11%	Energia Injetada

Comparação em relação a NT 144/06

	NT 144-06 re-revisão	dados realizados até fev/05	diferença %	Base (linguagem)
Perdas Técnicas ^(**)	10,3961%	10,3961%	0,00%	Energia Entregue
Perdas Comerciais	12,5960%	12,7591%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição ^(**)	23,60%	23,76%	0,16%	Mercado Venda
Perdas Distribuição sobre Energia Injetada ^(***)	16,23%	16,34%	0,11%	Energia Injetada

^(*) calculada como resultado da aplicação das perdas no mercado de energia

^(**) de NT 144-06 o índice de perdas técnicas do sistema converte a conversão de utilização de 9800, sendo esse índice as Perdas comerciais por diferença

^(***) calculada as Perdas de Distribuição (MVA) de 16,23% para a energia sobre a energia injetada

Documento Cópia - SICnet

DADOS AJUSTADOS E REALIZADOS ATÉ FEV/05

	Revisão 2005 NT 106-05 dados realizados até fev/05	Re-Revisão NT 144-06 dados realizados até fev/05
Entrada de Dados		
Perda Técnica (%)	10,6697%	10,3961%
Perda Comercial (%)	12,4700%	12,7591%
Perda Rede Básica (%)	2,7400%	2,7400%
Mercado de Venda (MWh) (cativo + suprimento)	7.523.074,89	7.523.074,89
Mercado de Consumidor Livre (MWh)	437.465,03	437.465,03
Energia Requerida	9.564.395,28	9.564.395,28
Perdas Comerciais - MWh	938.124,93	959.877,90
Perdas Comerciais	938.124,93	959.877,90
Perdas Técnicas - MWh	849.368,81	827.583,92
Perdas Técnicas	802.692,44	782.104,72
Perdas Consumidores Livres	48.676,38	45.479,20
Perdas Rede Básica - MWh	253.830,65	253.862,58
Perdas Totais	2.041.324,39	2.041.324,39
Perdas de Distribuição	1.787.493,74	1.787.461,62
	23,76%	23,76%
Perdas Totais (calculadas sobre o mercado)	2.041.324,39 27,13%	2.041.324,39 27,13%
Energia Injetada	9.748.033,66	9.748.001,74
Perdas de Distribuição sobre a Energia Injetada	18,34%	18,34%

III) PERDA - atualiz até fev/05

ANEXO III – Resposta ao item 3 da Requisição de Documentos – RD nº 11



Recife, 14 de junho de 2007.

À Fiscalização SFE/ANEEL

Ilmo. Sr.

Allson de Souza Barbosa

Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Assunto: Resposta ao item 3 da RD nº. 011

A RD nº 011 em seu item 3 apontou uma diferença em relação ao número total de unidades consumidoras verificadas na NT 090/2007 e o balanço energético apresentado durante a fiscalização:

NT 090/2007:

At 2 Nota Técnica nº 090/2007 – SFE/ANEEL, de 16 de abril de 2007 – Processo nº 48500/00099/2007-49

Companhia Energética de Pernambuco - CELPE				
MERCADO CATIVO Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	%	Consumo mensal de energia (MWh/mês)	%
Residência	2.185.431	86,05%	257.292.321	38,60%
Comércio	166.912	6,57%	157.634.068	23,69%
Industrial	11.175	0,44%	124.043.990	18,61%
Rural	150.674	5,91%	50.442.186	7,57%
Poder Público	19.328	0,76%	43.116.086	6,47%
Iluminação Pública	4.742	0,19%	30.458.595	4,58%
Serviço Público	1.341	0,05%	2.249.052	0,34%
Consumo Próprio	238	0,01%	1.325.820	0,20%
Total	2.539.961	100,00%	668.582.146	100,00%

CELPE GRUPO Neoenergia

Balanço energético: 2.534.961 clientes (em dez/06).

Tal diferença (2.539.961 – 2.534.961) representa uma pequena variação equivalente a – 0,19%.

Inicialmente vale lembrar que na própria fiscalização já havíamos apontado a existência de algum equívoco neste quadro da NT na classe de consumo Serviço Próprio, a qual não condiz com os dados informados pela CELPE através do SAMP, onde o valor correto deveria ser de 40.778.685 kWh, conforme consulta a seguir:

Fornecimento Faturado por Medição Individual											
Total de Tópicos em Medição Individual											
Consumo de Consumidor em Medição Individual											
Modalidade Tarifária	Número de consumidores	Consumo Faturado (kWh)	Consumo Refaturado (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)
Comercial	1.227	15.829	15.079.147	769.851.00	1.711.112,60	1.711	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60
Residencial	65	84.739	15.843.621	1.012.732,00	1.712.642,62	1.712	1.712.642,62	1.712.642,62	1.712.642,62	1.712.642,62	1.712.642,62
Residencial	6	1.295	1.513,607	25.075,10	26.793,70	26	26.793,70	26.793,70	26.793,70	26.793,70	26.793,70
Total	1.298	16.122	16.737.605	1.540.658,10	1.711.112,60	1.711	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60	1.711.112,60

Após checagem das diferenças pela área de informática e, ainda, após realizarmos algumas análises, constatou-se que o quadro da NT/ANEEL mostra um valor extraído do relatório consolidado do SAMP, o qual apresentamos a seguir.

Fornecimento Faturado por Medição Individual											
Total de Tópicos em Medição Individual											
Consumo de Consumidor em Medição Individual											
Modalidade Tarifária	Número de consumidores	Consumo Faturado (kWh)	Consumo Refaturado (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)	Consumo Total (kWh)
Comercial	2.227.064	1.850.721	1.012.874,000	2.863.595	1.012.874,00	1.012	1.012.874,00	1.012.874,00	1.012.874,00	1.012.874,00	1.012.874,00
Residencial	700	373.612,007	1.012.874,00	1.386.486,00	1.386	1.386.486,00	1.386.486,00	1.386.486,00	1.386.486,00	1.386.486,00	1.386.486,00
Residencial	1.181	1.012.874,00	1.012.874,00	2.025.748,00	2.025	2.025.748,00	2.025.748,00	2.025.748,00	2.025.748,00	2.025.748,00	2.025.748,00
Total	4.108.045	3.237.205	2.025.748	5.262.953	5.262	5.262.953	5.262.953	5.262.953	5.262.953	5.262.953	5.262.953

Entretanto, verificamos que este relatório possivelmente está somando os números de consumidores de duas naturezas de informações distintas: Faturamento e Refaturamento. O número de clientes contados como refaturados eventualmente já foi considerado no faturamento inicial e caso fosse considerado novamente resultaria em duplicidade. Tal fato pode ser verificado ao consultarmos o SAMP e solicitarmos relatórios listados de acordos com as naturezas, conforme figuras a seguir.

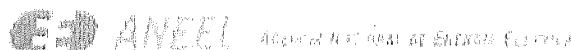
[Assinatura]

[illegible]

Figure 1. The relationship between the number of species and the number of individuals in the assemblage.

[illegible]

COPYRIGHTED MATERIAL

[illegible]

For information, please contact: **Research and Development**
Information - 1-800-762-2820

Journal of Management Inquiry 23(1) 3-17

College de l'Université de l'Ontario, 100 Queen's Park, Toronto, Ontario M5S 1A5, Canada
 E-mail: robert.dodds@utoronto.ca

Conclusions

My Datafile	Adress der Organisation	Abrechnung Faktor (a)	Verrechnung Faktor (b)	Produkt Faktor (c)	Bezugs- Centum (d)	Einheitspreis (e) in Franken	Preis Zerlegung in Franken	Produkt Preis in CHF	Summe Produkt in Franken	Preis Index der Abrechnung (2012=100)	Preis Index der Centum Abrechnung	Einheits-Preis in Franken 2012	Preis Index 2012=100
Transportation	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100.00	100.00	0.000	100.00
Transportation of air	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100.00	100.00	0.000	100.00
Transportation of sea	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100.00	100.00	0.000	100.00
Total	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100.00	100.00	0.000	100.00

Informações levantadas junto à área comercial da empresa indicam que esta diferença é resultado do fato de existir distintas regras de contagem para a confecção dos dois relatórios. O boletim de mercado, além dos clientes faturados, considera também, por exemplo, as faturas de serviço e as faturas de parcelamento de dívida, as quais não estão vinculadas a qualquer consumo de energia elétrica, diferentemente do que deve estar sendo considerado para gerar o relatório que fornece informações ao banco de dados do SAMP.

Informamos ainda que estamos a disposição para maiores esclarecimentos.

Atencions a l'entorn:

ANEXO IV - Telas do SINERCOM

SINERCOM - Sistema Integrado de Negociação

Arquivo Editar Exibir Exatidão Ferramentas Ajuda

Endereço: <https://sinercom.aneel.org.br/composicao.do?opcao=contrato>

Sceee Componentes: Contratos SCS Sinercom

Novo | Procurar

1. Selecionar Tipo de Contrato

Bilateral

2. Especificar Duração do Contrato

Início: 1/12/2009 01:00
Fim: 30/6/2011 24:00

Continuar

Partes

Comprador:
Vendedor:
Comprador:

Finalização

Ent:

Condições

Escadência Financeira ☐ Exportação ☐

Validação Registra

Hipó de Exportação ☐ Penalidades ☐

Gerar Bilateral Longo Prazo

SINERCOM - Sistema Integrado de Negociação

Arquivo Editar Exibir Exatidão Ferramentas Ajuda

Endereço: <https://sinercom.aneel.org.br/composicao.do?opcao=contrato>

Sceee Componentes: Contratos SCS Sinercom

Novo | Procurar

1. Selecionar Tipo de Contrato

Bilateral

2. Especificar Duração do Contrato

Início: 1/12/2009 01:00
Fim: 30/6/2011 24:00

Continuar

Dados Diários | Dados Mensais | Dados Anuais | Validar

Energia Mensal

Ano: 2010

Programa Mensal de Energia

Mês	MWh (MWh)
Jan	2410,520
Fev	1021,344
Mar	1029,720
Abr	0,00
Mai	0,00
Jun	0,00
Jul	0,00
Ago	0,00
Sep	0,00

Energia Mensal por Período

Período	02/2009
Período	12/2009
Período	01/2010
Período	02/2010
Período	03/2010
Período	04/2010
Período	05/2010
Período	06/2010
Período	07/2010
Período	08/2010
Período	09/2010
Período	10/2010
Período	11/2010
Período	12/2010
Período	01/2011
Período	02/2011
Período	03/2011
Período	04/2011
Período	05/2011
Período	06/2011
Período	07/2011
Período	08/2011
Período	09/2011
Período	10/2011
Período	11/2011
Período	12/2011
Período	01/2012
Período	02/2012
Período	03/2012
Período	04/2012
Período	05/2012
Período	06/2012
Período	07/2012
Período	08/2012
Período	09/2012
Período	10/2012
Período	11/2012
Período	12/2012
Período	01/2013
Período	02/2013
Período	03/2013
Período	04/2013
Período	05/2013
Período	06/2013
Período	07/2013
Período	08/2013
Período	09/2013
Período	10/2013
Período	11/2013
Período	12/2013
Período	01/2014
Período	02/2014
Período	03/2014
Período	04/2014
Período	05/2014
Período	06/2014
Período	07/2014
Período	08/2014
Período	09/2014
Período	10/2014
Período	11/2014
Período	12/2014
Período	01/2015
Período	02/2015
Período	03/2015
Período	04/2015
Período	05/2015
Período	06/2015
Período	07/2015
Período	08/2015
Período	09/2015
Período	10/2015
Período	11/2015
Período	12/2015
Período	01/2016
Período	02/2016
Período	03/2016
Período	04/2016
Período	05/2016
Período	06/2016
Período	07/2016
Período	08/2016
Período	09/2016
Período	10/2016
Período	11/2016
Período	12/2016
Período	01/2017
Período	02/2017
Período	03/2017
Período	04/2017
Período	05/2017
Período	06/2017
Período	07/2017
Período	08/2017
Período	09/2017
Período	10/2017
Período	11/2017
Período	12/2017
Período	01/2018
Período	02/2018
Período	03/2018
Período	04/2018
Período	05/2018
Período	06/2018
Período	07/2018
Período	08/2018
Período	09/2018
Período	10/2018
Período	11/2018
Período	12/2018
Período	01/2019
Período	02/2019
Período	03/2019
Período	04/2019
Período	05/2019
Período	06/2019
Período	07/2019
Período	08/2019
Período	09/2019
Período	10/2019
Período	11/2019
Período	12/2019
Período	01/2020
Período	02/2020
Período	03/2020
Período	04/2020
Período	05/2020
Período	06/2020
Período	07/2020
Período	08/2020
Período	09/2020
Período	10/2020
Período	11/2020
Período	12/2020
Período	01/2021
Período	02/2021
Período	03/2021
Período	04/2021
Período	05/2021
Período	06/2021
Período	07/2021
Período	08/2021
Período	09/2021
Período	10/2021
Período	11/2021
Período	12/2021
Período	01/2022
Período	02/2022
Período	03/2022
Período	04/2022
Período	05/2022
Período	06/2022
Período	07/2022
Período	08/2022
Período	09/2022
Período	10/2022
Período	11/2022
Período	12/2022
Período	01/2023
Período	02/2023
Período	03/2023
Período	04/2023
Período	05/2023
Período	06/2023
Período	07/2023
Período	08/2023
Período	09/2023
Período	10/2023
Período	11/2023
Período	12/2023
Período	01/2024
Período	02/2024
Período	03/2024
Período	04/2024
Período	05/2024
Período	06/2024
Período	07/2024
Período	08/2024
Período	09/2024
Período	10/2024
Período	11/2024
Período	12/2024
Período	01/2025
Período	02/2025
Período	03/2025
Período	04/2025
Período	05/2025
Período	06/2025
Período	07/2025
Período	08/2025
Período	09/2025
Período	10/2025
Período	11/2025
Período	12/2025
Período	01/2026
Período	02/2026
Período	03/2026
Período	04/2026
Período	05/2026
Período	06/2026
Período	07/2026
Período	08/2026
Período	09/2026
Período	10/2026
Período	11/2026
Período	12/2026
Período	01/2027
Período	02/2027
Período	03/2027
Período	04/2027
Período	05/2027
Período	06/2027
Período	07/2027
Período	08/2027
Período	09/2027
Período	10/2027
Período	11/2027
Período	12/2027
Período	01/2028
Período	02/2028
Período	03/2028
Período	04/2028
Período	05/2028
Período	06/2028
Período	07/2028
Período	08/2028
Período	09/2028
Período	10/2028
Período	11/2028
Período	12/2028
Período	01/2029
Período	02/2029
Período	03/2029
Período	04/2029
Período	05/2029
Período	06/2029
Período	07/2029
Período	08/2029
Período	09/2029
Período	10/2029
Período	11/2029
Período	12/2029
Período	01/2030
Período	02/2030
Período	03/2030
Período	04/2030
Período	05/2030
Período	06/2030
Período	07/2030
Período	08/2030
Período	09/2030
Período	10/2030
Período	11/2030
Período	12/2030
Período	01/2031
Período	02/2031
Período	03/2031
Período	04/2031
Período	05/2031
Período	06/2031
Período	07/2031
Período	08/2031
Período	09/2031
Período	10/2031
Período	11/2031
Período	12/2031
Período	01/2032
Período	02/2032
Período	03/2032
Período	04/2032
Período	05/2032
Período	06/2032
Período	07/2032
Período	08/2032
Período	09/2032
Período	10/2032
Período	11/2032
Período	12/2032
Período	01/2033
Período	02/2033
Período	03/2033
Período	04/2033
Período	05/2033
Período	06/2033
Período	07/2033
Período	08/2033
Período	09/2033
Período	10/2033
Período	11/2033
Período	12/2033
Período	01/2034
Período	02/2034
Período	03/2034
Período	04/2034
Período	05/2034
Período	06/2034
Período	07/2034
Período	08/2034
Período	09/2034
Período	10/2034
Período	11/2034
Período	12/2034
Período	01/2035
Período	02/2035
Período	03/2035
Período	04/2035
Período	05/2035
Período	06/2035
Período	07/2035
Período	08/2035
Período	09/2035
Período	10/2035
Período	11/2035
Período	12/2035
Período	01/2036
Período	02/2036
Período	03/2036
Período	04/2036
Período	05/2036
Período	06/2036
Período	07/2036
Período	08/2036
Período	09/2036
Período	10/2036
Período	11/2036
Período	12/2036
Período	01/2037
Período	02/2037
Período	03/2037
Período	04/2037
Período	05/2037
Período	06/2037
Período	07/2037
Período	08/2037
Período	09/2037
Período	10/2037
Período	11/2037
Período	12/2037
Período	01/2038
Período	02/2038
Período	03/2038
Período	04/2038
Período	05/2038
Período	06/2038
Período	07/2038
Período	08/2038
Período	09/2038
Período	10/2038
Período	11/2038
Período	12/2038
Período	01/2039
Período	02/2039
Período	03/2039
Período	04/2039
Período	05/2039
Período	06/2039
Período	07/2039
Período	08/2039
Período	09/2039
Período	10/2039
Período	11/2039
Período	12/2039
Período	01/2040
Período	02/2040
Período	03/2040
Período	04/2040
Período	05/2040
Período	06/2040
Período	07/2040
Período	08/2040
Período	09/2040
Período	10/2040
Período	11/2040
Período	12/2040
Período	01/2041
Período	02/2041
Período	03/2041
Período	04/2041
Período	05/2041
Período	06/2041
Período	07/2041
Período	08/2041
Período	09/2041
Período	10/2041
Período	11/2041
Período	12/2041
Período	01/2042
Período	02/2042
Período	03/2042



[Arquivo](#)
[Editar](#)
[Exibir](#)
[Favoritos](#)
[Ferramentas](#)
[Ajuda](#)

[Home](#)
[Favoritos](#)
[Histórico](#)
[Imprimir](#)
[Pesquisar](#)

Endereço: <http://sinetcom.ccee.org.br/corporate/ccei/implm-contra.html>


Contratos
Sinetracom

GRUPO II

Novo | **Procurar**

1. Selecionar Tipo de Contrato

2. Especificar Duração do Contrato

Vcto: 17/12/2006 01:00
 Fm: 30/9/2011 21:00

Dados Diários
Dados Mensais
Dados Anuais
Validação

Energia Mensal

Ano: 2006

Programação Mensal de Energia

Mês	MWh(MMh)
Abril	0.000
Mai	0.000
Junho	0.000
Julho	0.100
Agosto	0.150
Setembro	705.440
Outubro	2.147.438
Novembro	2.036.000
Dezembro	2.357.400

Energia Mensal por Período

Início: 01/01/06
 Fim: 30/09/11
 Código (MMh): 000000
 Código (MMh): 000000
 Total (MWh): 180.440

Total de MWh por bilancete 167: 180.440

General
Bilateral
Longo Prazo

[illegible]



Unidade consumidora do Grupo B cortada em agosto/2007, com procedimento de acompanhamento incooperativo com informação prestada pela concessionária

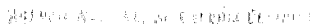


① Handwritten ② Printed ③ Handwritten ④ Printed ⑤ Handwritten ⑥ Printed ⑦ Handwritten ⑧ Printed ⑨ Handwritten ⑩ Printed ⑪ Handwritten ⑫ Printed ⑬ Handwritten ⑭ Printed ⑮ Handwritten ⑯ Printed ⑰ Handwritten ⑱ Printed ⑲ Handwritten ⑳ Printed ㉑ Handwritten ㉒ Printed ㉓ Handwritten ㉔ Printed ㉕ Handwritten ㉖ Printed ㉗ Handwritten ㉘ Printed ㉙ Handwritten ㉚ Printed ㉛ Handwritten ㉜ Printed ㉝ Handwritten ㉞ Printed ㉟ Handwritten ㊱ Printed ㊲ Handwritten ㊳ Printed ㊴ Handwritten ㊵ Printed ㊶ Handwritten ㊷ Printed ㊸ Handwritten ㊹ Printed ㊺ Handwritten ㊻ Printed ㊼ Handwritten ㊽ Printed ㊾ Handwritten ㊿ Printed ① Handwritten ② Printed ③ Handwritten ④ Printed ⑤ Handwritten ⑥ Printed ⑦ Handwritten ⑧ Printed ⑨ Handwritten ⑩ Printed ⑪ Handwritten ⑫ Printed ⑬ Handwritten ⑭ Printed ⑮ Handwritten ⑯ Printed ⑰ Handwritten ⑱ Printed ⑲ Handwritten ⑳ Printed ㉑ Handwritten ㉒ Printed ㉓ Handwritten ㉔ Printed ㉕ Handwritten ㉖ Printed ㉗ Handwritten ㉘ Printed ㉙ Handwritten ㉚ Printed ㉛ Handwritten ㉜ Printed ㉝ Handwritten ㉞ Printed ㉟ Handwritten ㊱ Printed ㊲ Handwritten ㊳ Printed ㊴ Handwritten ㊵ Printed ㊶ Handwritten ㊷ Printed ㊸ Handwritten ㊹ Printed ㊺ Handwritten ㊻ Printed ㊼ Handwritten ㊽ Printed ㊾ Handwritten ㊿ Printed

incompatível com informação prestada pela concessionária.

Итого: 100% = 100%

incompatível com informação prestada pela concessionária.



Residencial: _____ Tipo: _____ Rua: _____ Nº: _____ Estado: _____
 e-mail: _____ fone: _____ fax: _____ CEP: _____

Unidade consumidora do Grupo A cortada em março/2007, com procedimento de acompanhamento incompatível com informação prestada pela concessionária.

Figure 1. The proposed model for the effect of the perceived social support on the perceived stress and the perceived life satisfaction. The model shows that perceived social support (PSS) has a positive effect on perceived life satisfaction (PLS) and a negative effect on perceived stress (PS). Perceived stress (PS) has a negative effect on perceived life satisfaction (PLS). The model is based on the theory of stress and coping, which suggests that PSS can buffer the impact of stress on life satisfaction.

Unidade consumidora do Grupo A, com data em março/2007, com procedimento de acompanhamento incompatível com informação prestada pela concessionária.

[illegible]

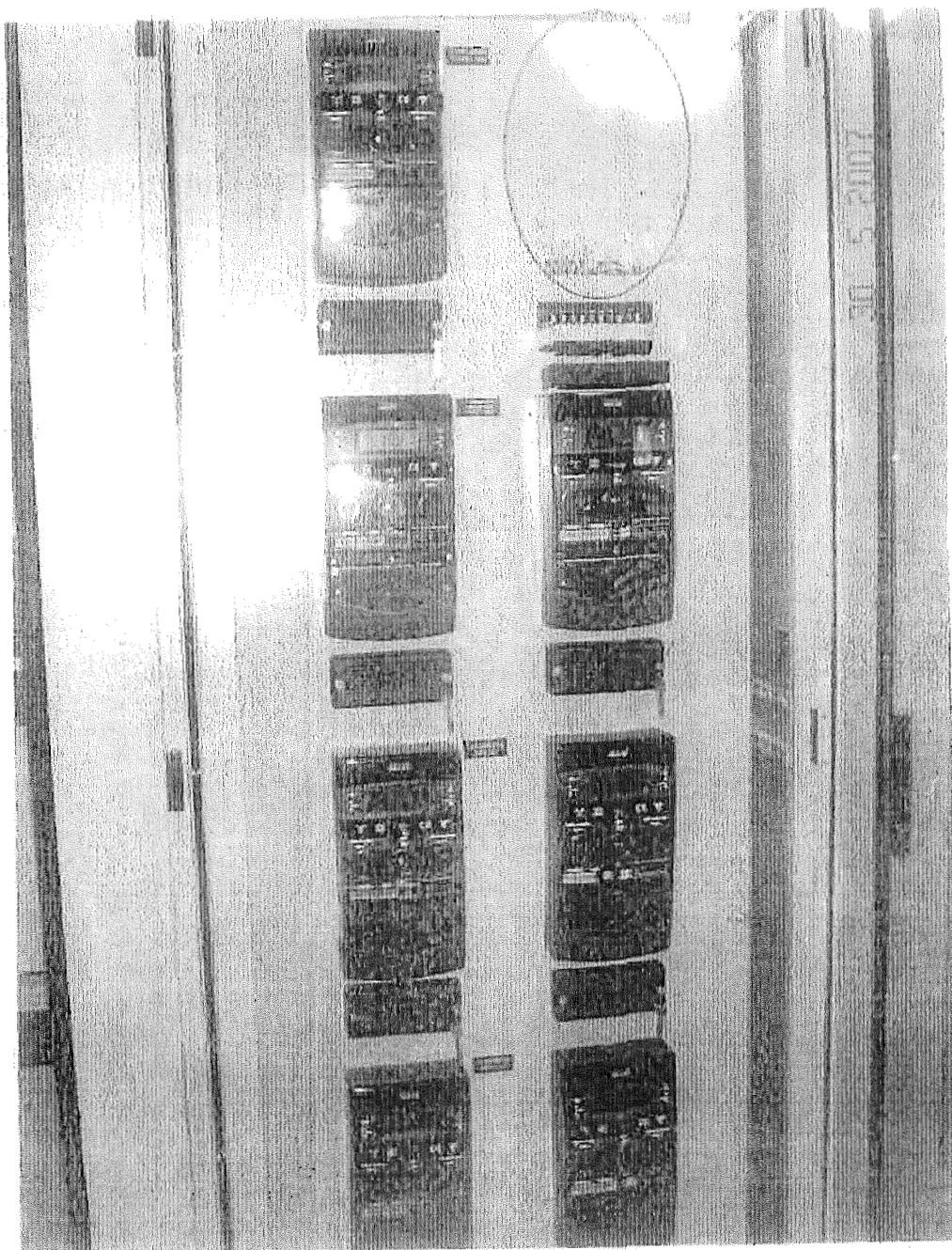
Unidade consumidora do Grupo A criada em março/2007, com procedimento de acompanhamento incompatível com informação prestada pela concessionária.

Personnel:

Unidade consumidora do Grupo 4, citada em março/2007, com procedimento de acompanhamento incompatível com informação prestada pela concessionária.

ANEXO VI -- Sistema de Medição para Faturamento

SE BONGI



DSC5003

FAVE
Official Merchandise of *Everett Ziegler*

TRANSFORMADOR DE CORRENTE

[illegible]

WITSLER'S ELECTRIC CORPORATION

5050

ANELL

Associação Nacional de Empresas de Energia

TRANSFORMADOR DE CORRENTE

TIPO SÉRIE

NÍVEL DE TENSÃO NÍVEL DE TENSÃO SECUNDÁRIA

EXEMPLO: 1000V/100V

FREQUÊNCIA 50/60 Hz

USO EXTERIOR ☐ FATOR TÉRMICO

DIAGRAMA DE LIGAÇÕES

LIGAÇÕES DO PRINCÍPIO

LIGAÇÕES EM P1 E P2		
AMPERES	RELACIONAMENTO	EXEMPLO
500	100/1000	100/1000
500	100/1000	100/1000

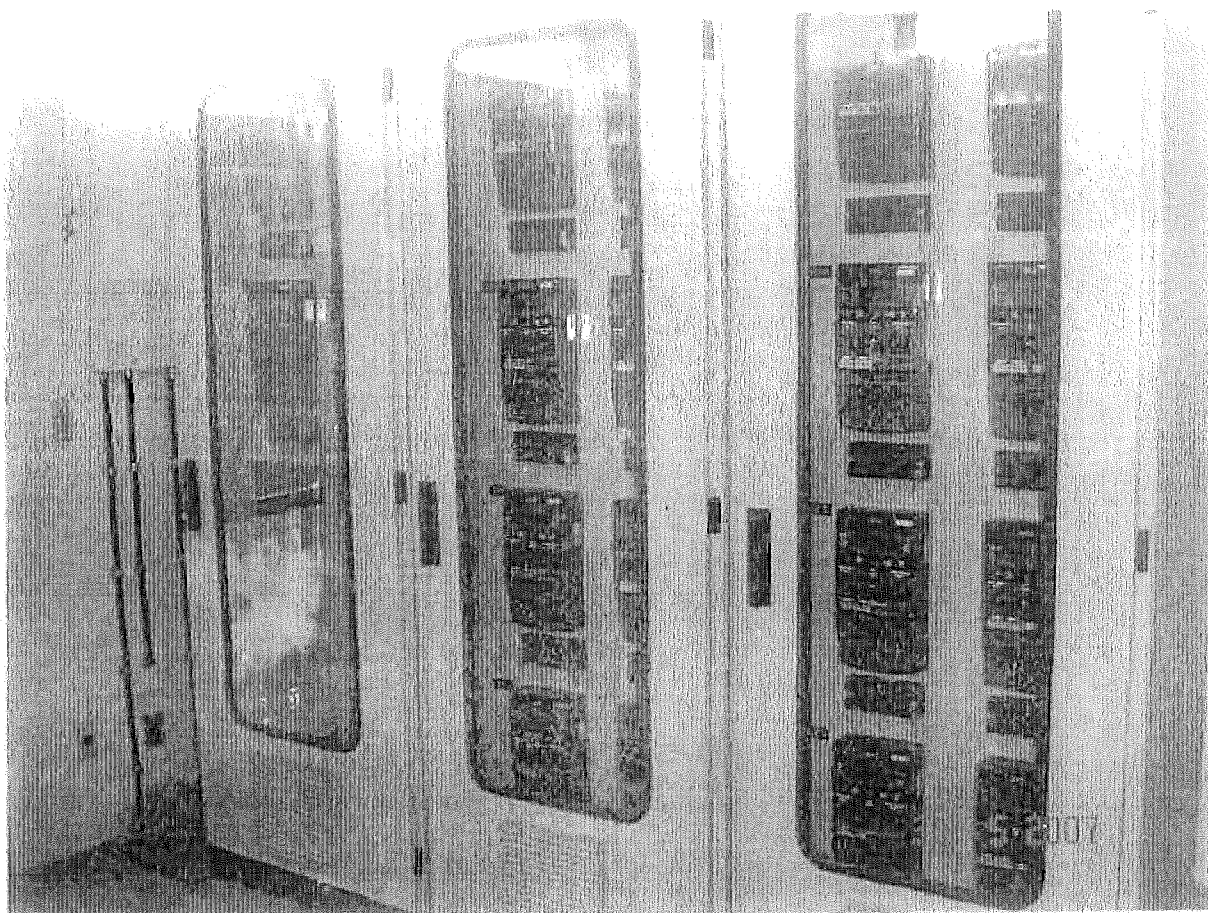
QUANTIDADE DE ÓLEO PESO TOTAL

AVIA MIGUEL ÂNGELO Nº 385 - RIO DE JANEIRO - GUARAPETU

INDÚSTRIA BRASILEIRA

DSC3009

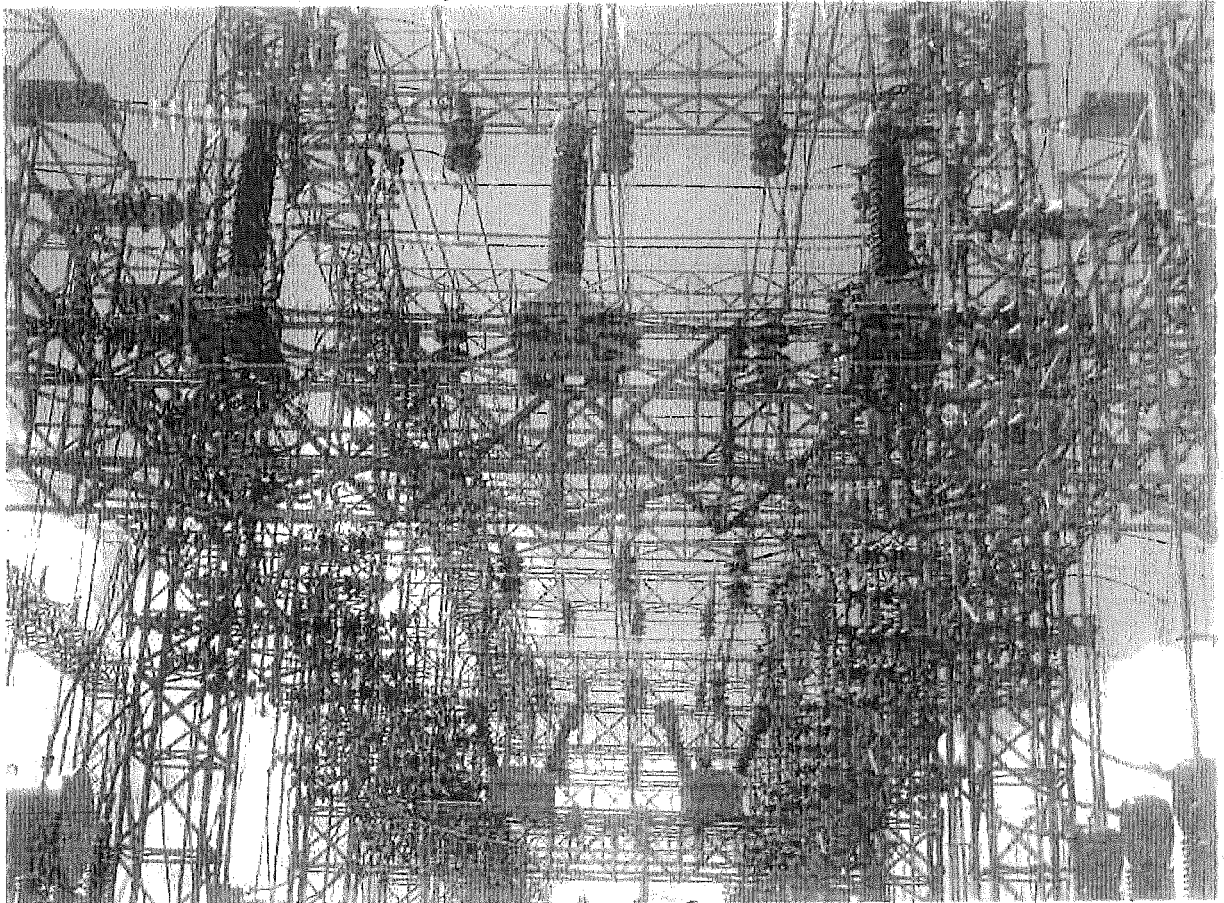
SE MIRUEIRA



DSC3033

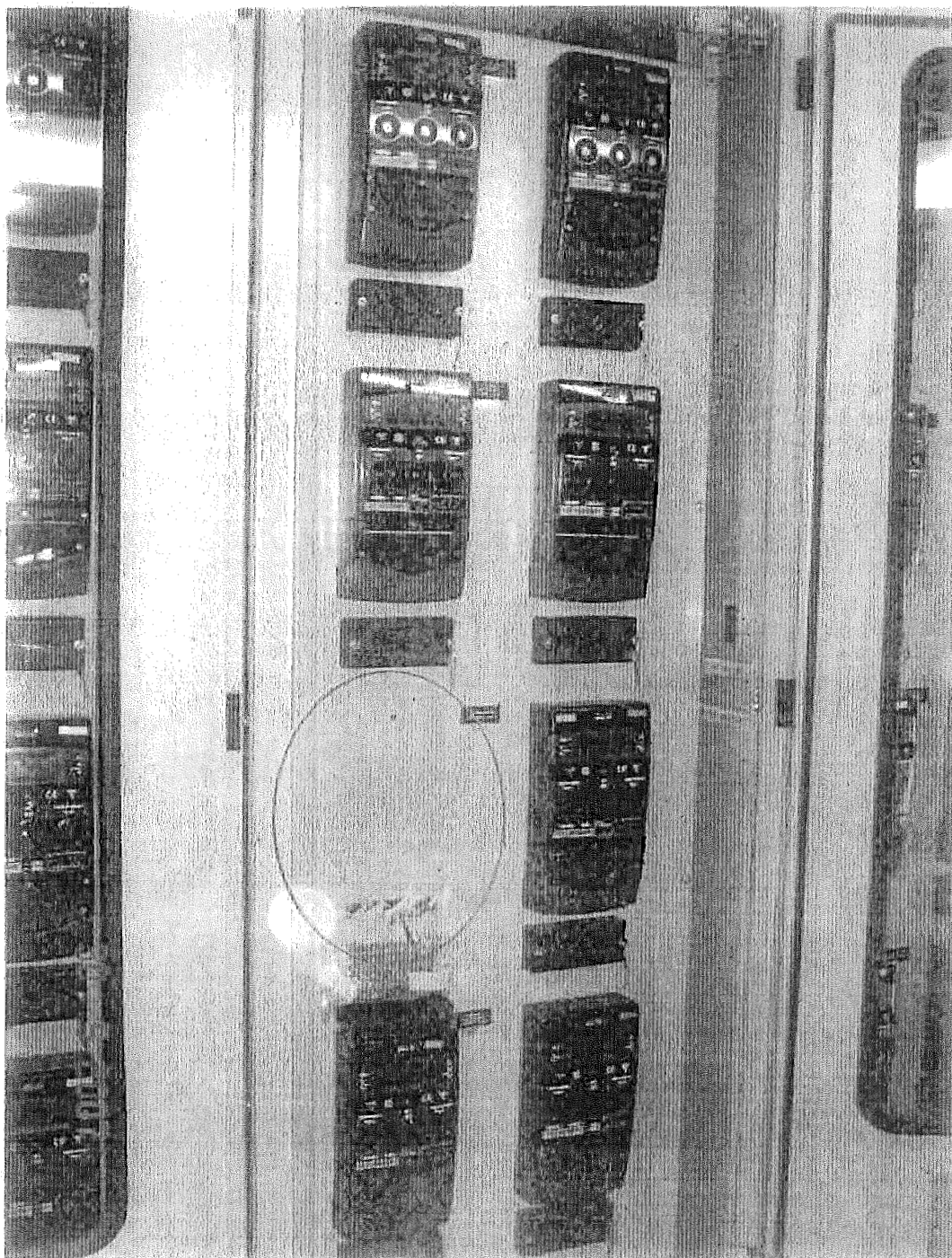
TIPO: _____
NÍVEL: _____
PRÉ-ANALISE: _____
EXATIDÃO: _____
MÉTODO: _____
CORRENTE YER: _____
CORRENTE DE: _____
DIAGRAMA DE: _____
MANUAL DE: _____
QUANTIDADE DE: _____
MATERIAL: _____
MIGUEL ANGELO: _____

DSC3035



DSC3037

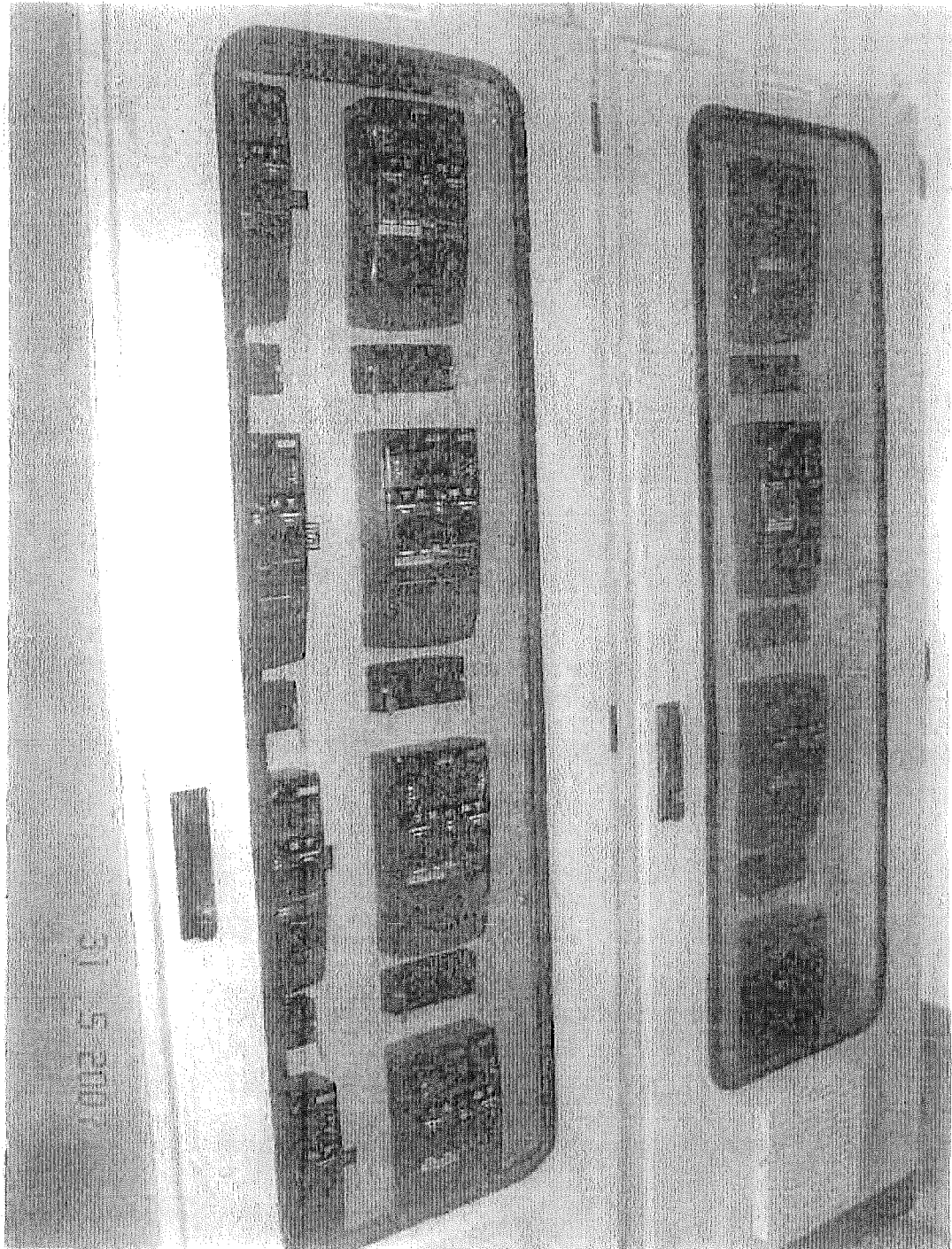
SE PIRAPAMA II



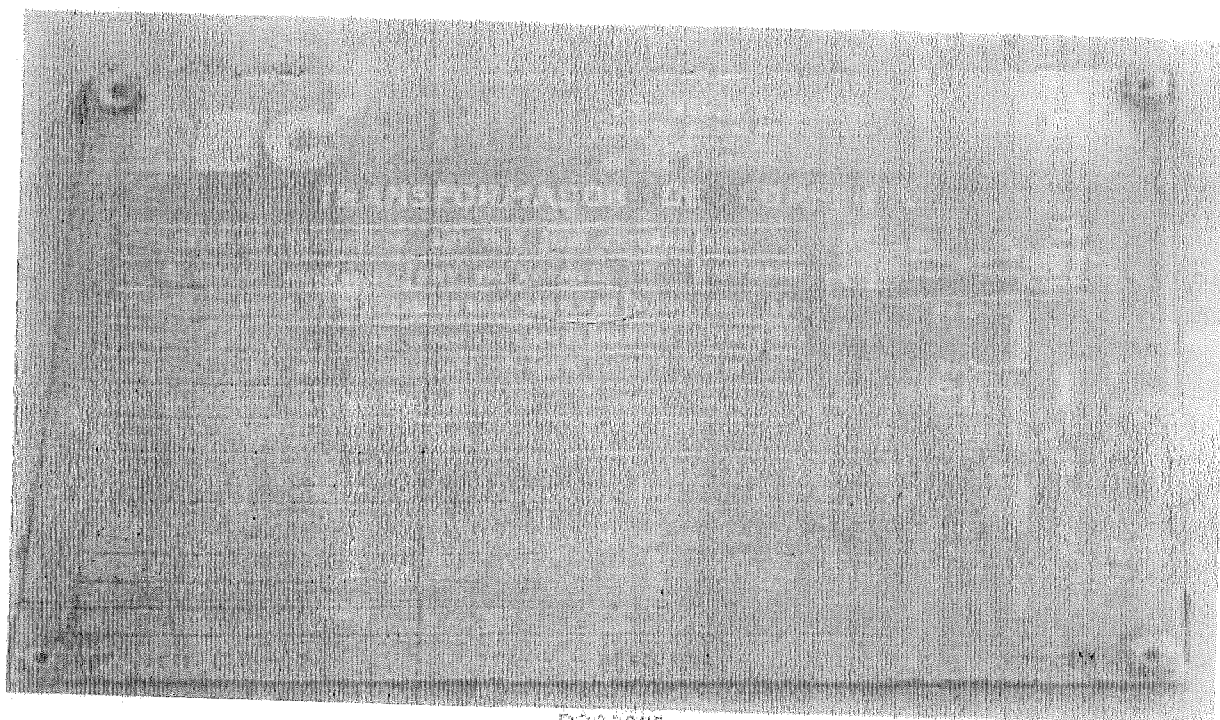
DSC3039



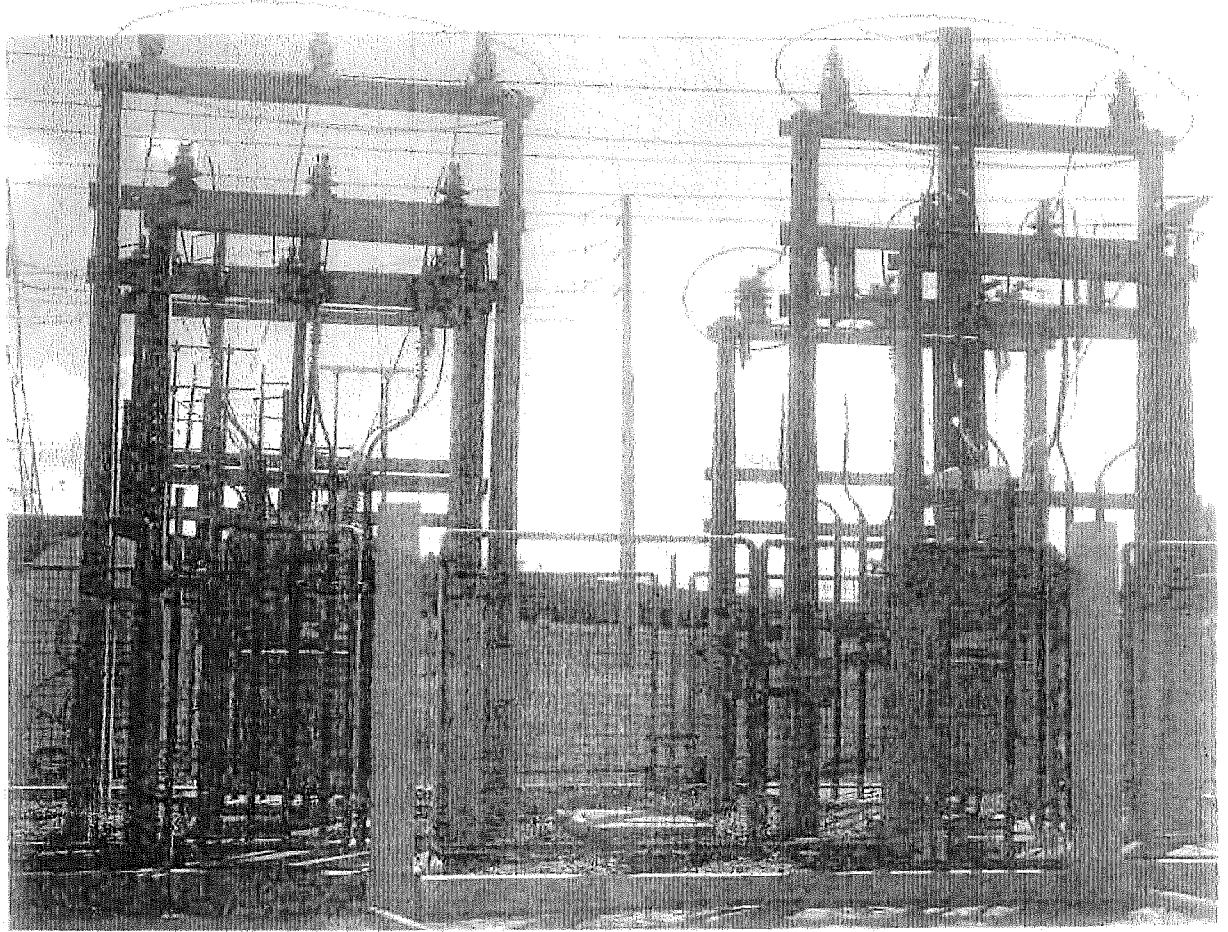
SE ANGELIM



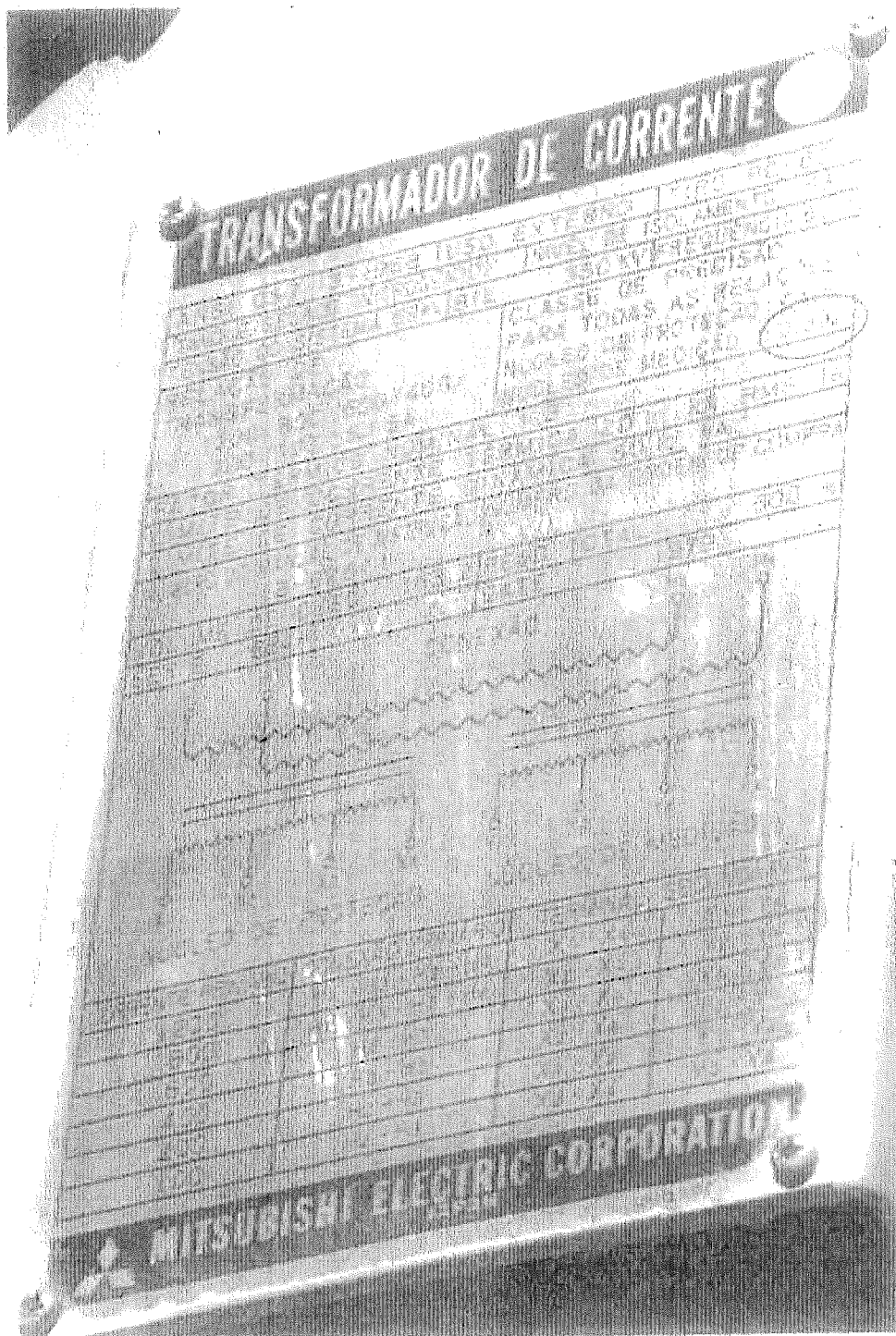
QSC3058



D8C3065



DSC3072



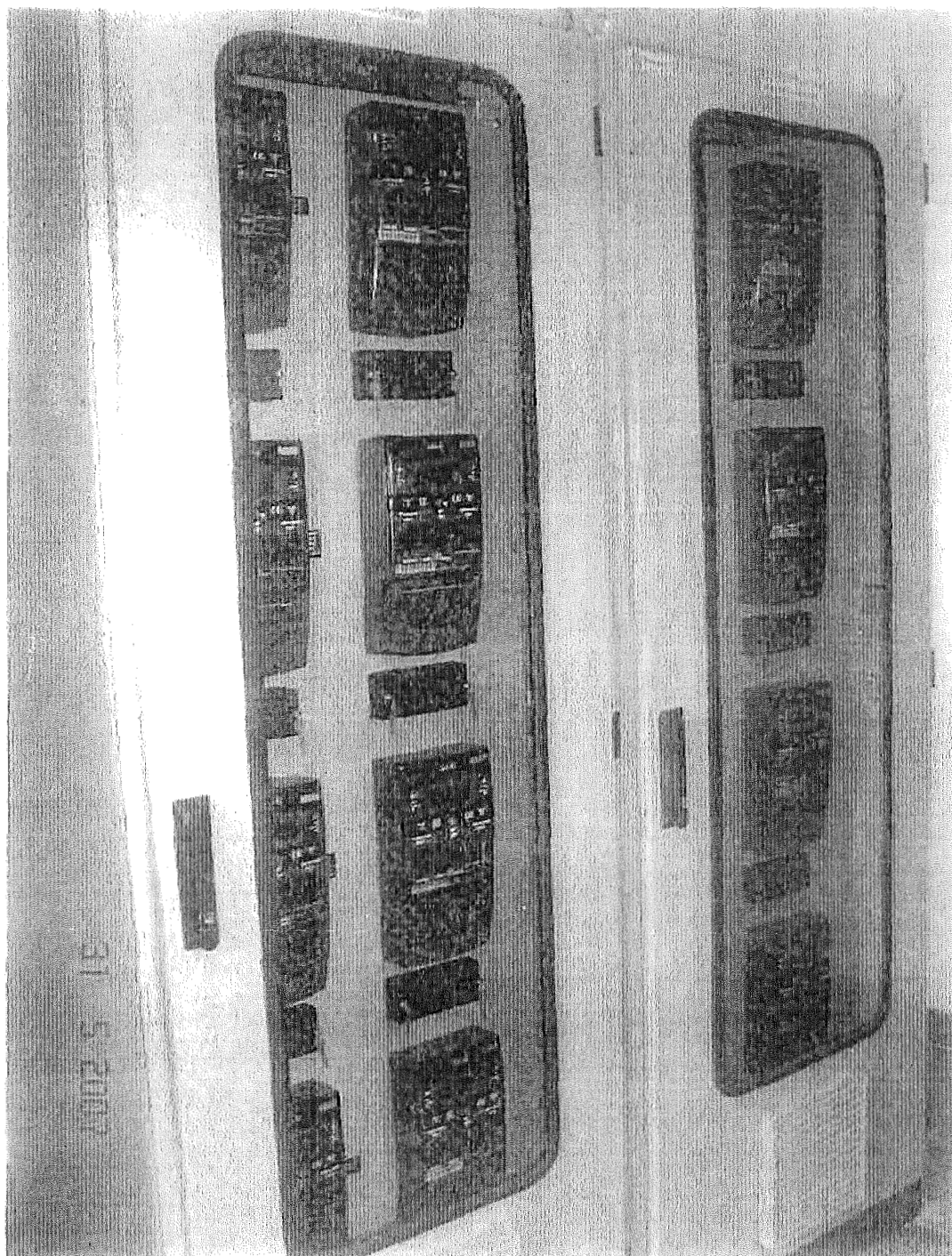
DSC3045

09C3050

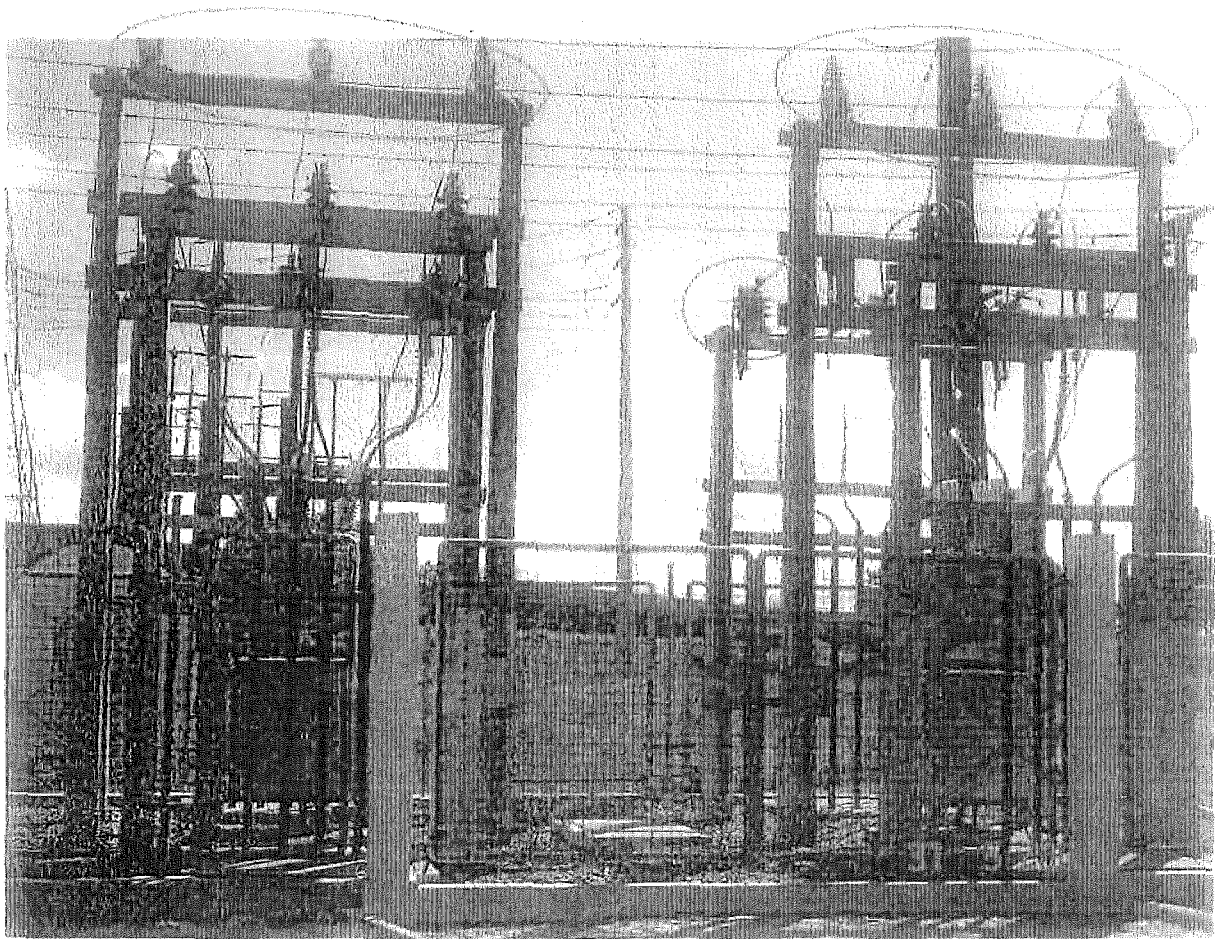
E3 ANEEL

Engenharia de Energia Elétrica

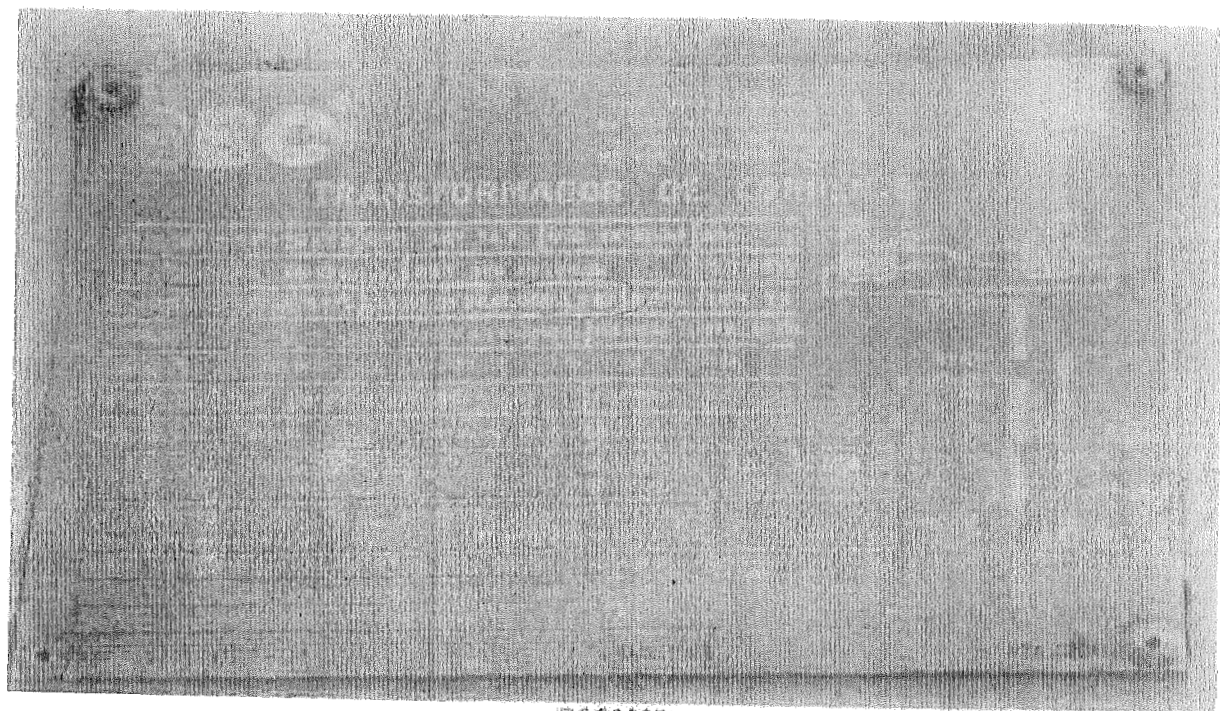
SE ANGELIM



DSC2058



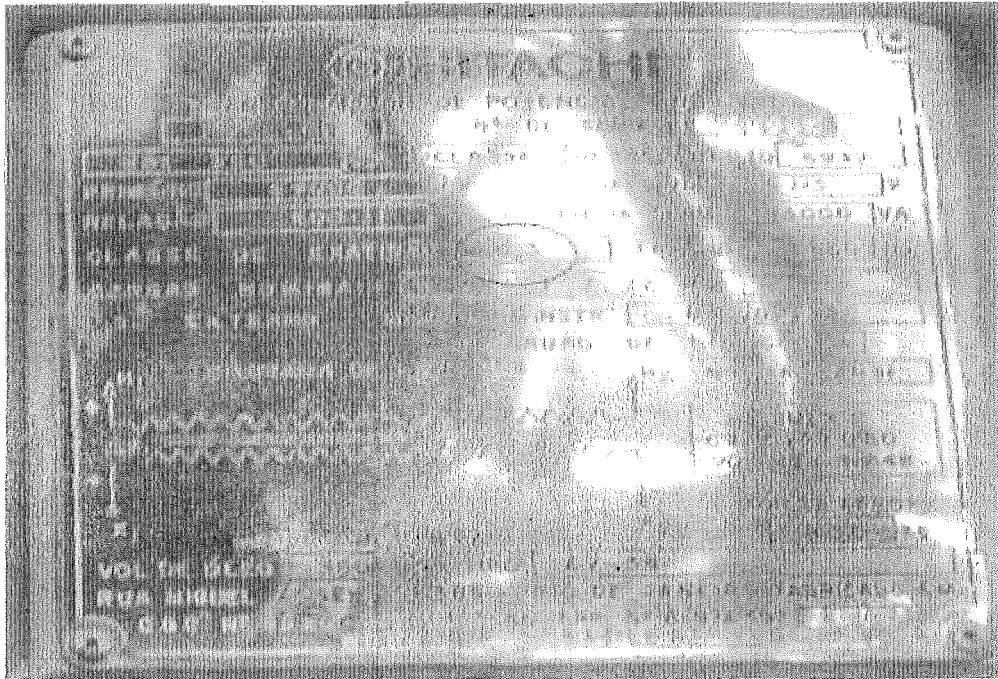
DSC3072



DSC3065

16

100



DSC3087





AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA - SRE

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL

Brasília, 22 de abril de 2009

**SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA
PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

.....
COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
CICLO 2009 - 2013

RESULTADO FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica

Superintendência de Regulação Econômica

SGAN 603 / Módulo "I" - 1º andar

CEP: 70830-030 - Brasília - DF

Tel: + 55 61 2192-8695

Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. ANTECEDENTES	1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	4
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS	4
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	4
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário	6
III.2.2 – O Fator X	7
III.2.3 – A Qualidade do Serviço	8
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia.....	9
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas	9
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CELPE	10
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A.....	11
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	11
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO	17
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA	22
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais.....	22
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia.....	26
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA)	27
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B.....	28
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS	28
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico.....	28
IV.2.1.2 – Custos por Área.....	31
IV.2.1.3 – Resultados Finais	32
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL.....	32
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital.....	33
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	35
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	39
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração	39
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital	41
IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO.....	42
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB).....	42
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	43
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA.....	43
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA.....	43
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS.....	44
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO	44
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X.....	44
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA	48
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	52
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL	55
VIII. CONCLUSÕES.....	56
IX. ANEXOS.....	57

Em 22 de abril de 2009.

Processo nº 48500.004335/2006-61

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica
Companhia Energética de Pernambuco -
CELPE.

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar, em audiência pública, a metodologia utilizada e os resultados da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica **Companhia Energética de Pernambuco - CELPE**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da CELPE. A seção III apresenta uma visão geral do regime de regulação por incentivos aplicável às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3. A revisão tarifária periódica da CELPE é apresentada na seção IV, onde se explicita a metodologia adotada e os resultados obtidos para o reposicionamento tarifário e também os resultados do cálculo do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários.

4. Na seção V são apresentados os cálculos dos componentes tarifários financeiros externos à revisão tarifária periódica, que devem ser agregados às tarifas resultantes da revisão. A seção VI apresenta os comentários finais sobre o processo de revisão tarifária, enquanto a seção VII apresenta os aspectos legais do processo de revisão tarifária periódica, destacando-se a legislação pertinente e o contrato de concessão.

5. As conclusões do processo de revisão tarifária periódica da CELPE encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de abril/2009 a março/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. Em 30 de março de 2000, foi assinado o contrato de concessão nº 026/2000 – ANEEL, para distribuição de energia elétrica celebrado entre a União e a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, por intermédio da ANEEL.

7. Por meio da Resolução Autorizativa nº 119, de 28 de março de 2005, a ANEEL confirmou a alteração da data contratual do reajuste e da revisão tarifária da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, a partir de 2005, de 30 de março para 29 de abril, a qual foi concretizada mediante a celebração, em 31 de março de 2005, do Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

8. Em 18 de abril de 2005 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 026/2000, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.



Figura 1 – Área de concessão da CELPE

9. A CELPE atende a uma população de aproximadamente 8.413.593 habitantes, distribuídos em uma área de 102.745 km² e, no ano de 2007, forneceu 8.206.578 MWh a 2.678.048 consumidores.

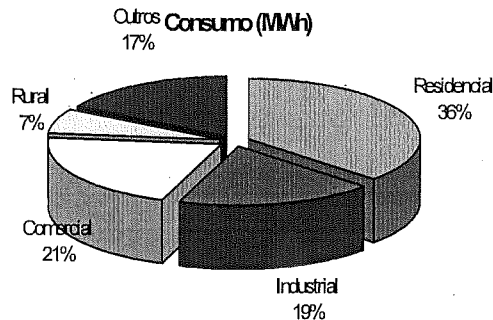
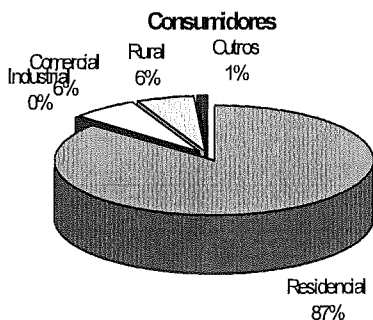


Figura 2: Mercado de Energia por Classe

10. Nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, assinados a partir de 1995, foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de sua alteração:

- i) reajuste tarifário anual;
- ii) revisão tarifária extraordinária; e
- iii) revisão tarifária periódica.

11. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis" pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 1: Composição da Receita de uma Distribuidora

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Conta de Reserva Geral de Reversão (RGR)	Pessoal
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Materiais
Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Ratelo de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
P&D e Eficiência Energética	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão	Cota de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Bilaterais	
Energia de Itaipu	
Contratos de Leilões	

12. Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. Ao iniciar-se o período tarifário, cada concessionária tem estabelecido no momento da revisão tarifária a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário subsequente (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste. Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

13. A primeira revisão tarifária da CELPE ocorreu na data de 29 de abril de 2005. O resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2005 foi estabelecido na Resolução Homologatória nº 112, de 9 de maio de 2005, em caráter provisório, em virtude da necessidade de se analisar com mais detalhes os montantes de perdas na rede de distribuição. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 29 de abril de 2005, foram reposicionadas em **21,5%**. A Resolução Homologatória nº 326 de 28 de abril de 2006 homologou o resultado final da Revisão Tarifária Periódica de 2005 estabelecendo um reposicionamento definitivo no valor de **23,57%**, sendo **12,5%** de aplicação imediata e a diferença convertida em acréscimos de

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

parcelas, de **R\$ 115.278.297,18** (base: abril de 2006), nos respectivos reajustes tarifários anuais de 2006 a 2008. O valor definitivo do componente Xe foi estabelecido em **0,6142%**.

14. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos, bem como os resultados da revisão tarifária periódica de 2005, enquanto a figura 3 mostra a evolução da tarifa média (R\$/MWh) e o crescimento do mercado da CELPE (em MWh).

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da CELPE (%)

Ano	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Reajuste	14,39%	14,48%	27,31%	10,416%	-	9,07%	8,28%	7,08%
Revisão Extraordinária	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisão Periódica	-	-	-	-	12,50%	-	-	-

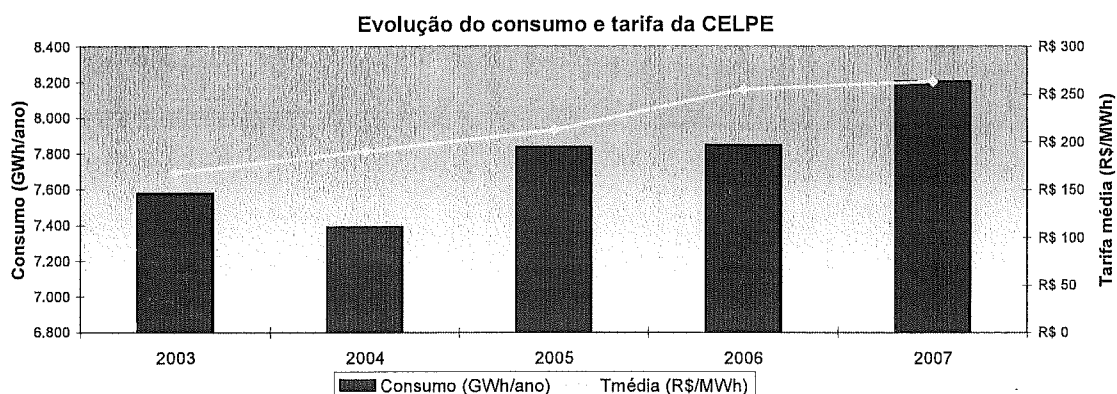


Figura 3: Evolução das Tarifas e Mercado da CELPE

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

15. O objetivo precípua da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados em mercados competitivos. De forma consistente com esse objetivo, o atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica consagrou um regime tarifário denominado regime de preços máximos (*price-cap*), pelo qual os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas inovadoras cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária.

III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

16. O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no **cálculo do Fator X**, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa.

17. No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais. As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio de modicidade tarifária. Conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende "*IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade*".

18. Pelas razões expostas, o valor da Parcela B resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária e não é correto afirmar que exista qualquer relação entre esse valor e o valor da Parcela B do último ano do primeiro período tarifário. Conforme exposto anteriormente, o contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente as variações anuais de custos observadas na Parcela A. Já a Parcela B – calculada por resíduo – é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um "Fator X", determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica.

19. A figura a seguir tem a finalidade de ilustrar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas. Para simplificar, supõe-se que as variações do índice que reajusta anualmente a Parcela B (IGP-M) e dos custos da Parcela A sejam iguais a zero ao longo do período tarifário anterior. A tarifa (ou "preço máximo"), inicialmente fixada em T_1 , permanece com seu valor fixo (em termos reais) no período tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária **tem a oportunidade** de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul da figura – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo desse período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2 , conforme a figura abaixo.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

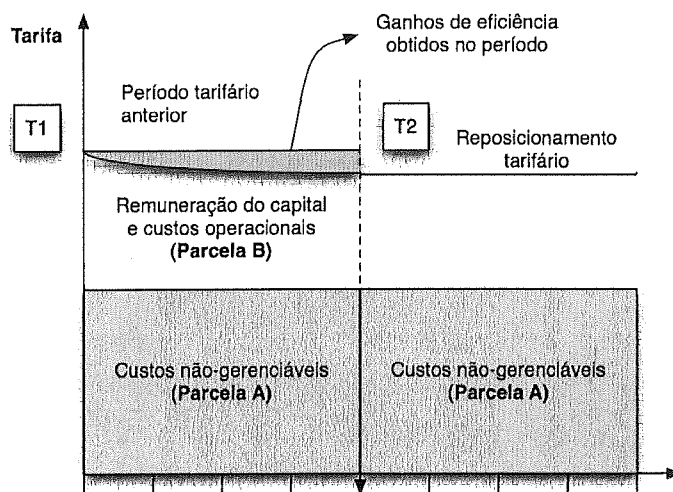


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

20. A determinação das variáveis do reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X devem ser realizados de forma a considerar que todos os procedimentos e análises fazem parte de um único processo, que é a revisão tarifária periódica. Em particular, deve-se assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação.

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

21. O reposicionamento tarifário se trata de estabelecer o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital a serem cobertos pelas tarifas.

22. A determinação dos “**custos operacionais eficientes**” constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. A análise dos custos da própria empresa sujeita o regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o Regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações é totalmente assimétrica.

23. Os enfoques regulatórios baseados unicamente nas análises de informações fornecidas pelas concessionárias potencializam os efeitos negativos dessa situação assimétrica e se desenvolvem, em geral, em condições prejudiciais para o Regulador e, conseqüentemente, para os clientes do serviço cujos direitos este deve proteger.

24. Assim, torna-se adequada uma ação regulatória não baseada somente em informações fornecidas pelas concessionárias e em auditorias das mesmas, mas na definição externa de parâmetros de

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, incorrer em ingerências indevidas na empresa.

25. No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que implica que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou **base de remuneração**) e a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívidas) e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ponderado pela participação desses capitais no capital total.

III.2.2 – O Fator X

26. Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas segundo a abordagem descrita na seção anterior, são então estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária – que correspondem à área verde na figura abaixo. No caso do serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a evolução tecnológica é gradual (diferentemente de setores como o de telecomunicações), esses ganhos de produtividade projetados têm como causa principal alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário se produzirão incrementos nas vendas da concessionária, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal). Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes com relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M) e esse redutor consiste no Fator X. A novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura.

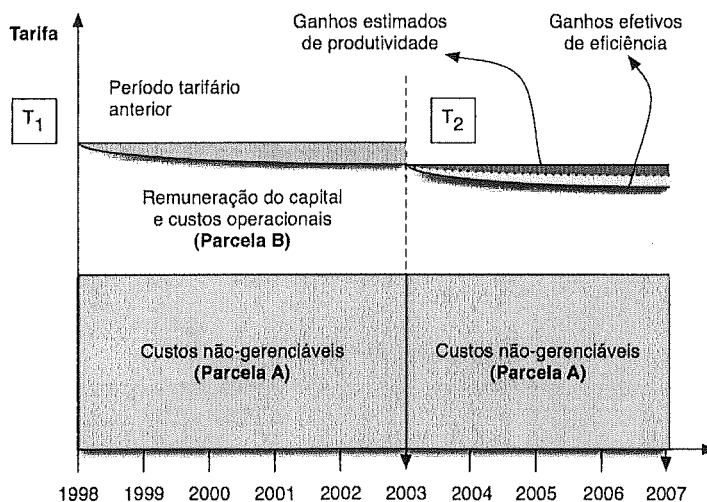


Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

27. Assim como no período tarifário anterior, a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para obter uma maior eficiência em sua gestão, já que poderá reter como benefícios a diferença entre os custos operacionais eficientes definidos na revisão tarifária periódica e os que efetivamente possa alcançar. Da mesma forma, se essa diferença é negativa, a concessionária sofrerá uma redução em suas expectativas de benefícios.

28. Portanto, quanto maior for a eficiência da concessionária, tanto maior será seu benefício. Se, porém, a concessionária não explorar seu potencial de eficiência, o resultado será a sujeição a uma perda ou, pelo menos, a uma redução de benefícios. A área em amarelo da figura anterior corresponde aos benefícios que podem ser auferidos pela concessionária ao realizar uma trajetória de custos ainda mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário.

29. Poderia se argumentar contra a ampliação da remuneração obtida pela concessionária eficiente e que os ganhos de eficiência deveriam refletir-se imediatamente na redução das tarifas, de modo a beneficiar unicamente os consumidores. Esse raciocínio, no entanto, é contraditório com os princípios fundamentais da regulação por incentivos, uma vez que a determinação de que todo ganho de eficiência seja imediatamente repassado aos consumidores significaria um desincentivo para a obtenção de eficiência pela concessionária, isto é, se nenhum benefício lhe trouxesse a redução dos custos, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

30. Em serviços que apresentam características de monopólio natural, é competência do Regulador estabelecer normas e padrões em matéria de parâmetros de qualidade do serviço prestado, seja quanto aos aspectos técnicos (frequência e duração de interrupções) ou quanto ao atendimento comercial (prazos máximos para solução de reclamações, possibilidade de efetuar trâmites por modalidades que representem maior grau de conforto, etc.). O Regulador tem ainda a responsabilidade essencial de verificar se, na realidade, os clientes cativos estão recebendo efetivamente um serviço de qualidade de acordo com o definido nessas normas (e contemplado nas tarifas vigentes). Este aspecto é de fundamental importância quando se aplica um enfoque regulatório baseado em incentivos, como o regime tarifário de "preços máximos" vigente no Brasil para a determinação das tarifas das concessionárias distribuidoras.

31. É imprescindível que todo regime de regulação por incentivos inclua a definição e efetiva implementação de um regime da qualidade do serviço técnico e atendimento comercial recebidos pelos clientes, que compreenda:

- i) A determinação de parâmetros de qualidade que reflitam um nível mínimo de qualidade;
- ii) A efetiva medição desses parâmetros para cada cliente individual;
- iii) A definição e aplicação de penalidades para os casos em que o serviço não alcança os níveis mínimos de qualidade exigidos, com valores determinados com base no custo da energia não fornecida. É desejável que essas penalidades sejam pagas pela concessionária distribuidora aos clientes afetados pelo serviço de qualidade inadequada.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

32. 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, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas "perdas técnicas"; e b) as chamadas "perdas não técnicas", definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

33. A regulação econômica 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. No âmbito mundial e, em particular em todos os países em desenvolvimento, o custo marginal de longo prazo de geração pode ser muito mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

34. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma "trajetória" ou curva decrescente. Com o valor "regulatório" de perdas determinado dessa forma, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas a níveis inferiores ao "padrão regulatório", já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra.

III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

35. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária. A receita de compartilhamento de infra-estrutura deve ser identificada, para cada concessionária de distribuição, a partir dos contratos de compartilhamento firmados, os quais deverão ser apresentados quando do processo de revisão tarifária periódica.

36. Identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Não serão consideradas na apuração de outras receitas aquelas decorrentes de:

- Atividades Extraconcessão;
- Serviços Cobráveis ou Taxados;
- Serviços de Consultoria; e
- Aluguéis de Imóveis.

Identificadas outras atividades não citadas nesta metodologia, estas serão avaliadas e suas receitas deverão estar sujeitas às seguintes regras:

- Receitas decorrentes de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser revertidas para modicidade tarifária como outras receitas, mas por meio de ajustes naturais na empresa de referência no ciclo seguinte;
- Receitas de atividades cujos custos compõem as tarifas do serviço básico devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária, visando a recuperação desses custos. Nesse caso, também deve ser revertido, em prol da modicidade tarifária, 90% (noventa por cento) da receita da atividade estimada para o Ano-Teste.

IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CELPE

37. Conforme mencionado na seção III, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário se trata de calcular a Receita Requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, se trata de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subsequentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária CELPE esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de **abril/2009 a março/2010**.

38. O reposicionamento tarifário (RT) é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período, conforme definido na fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (1)$$

A Receita Requerida é composta pela Parcela A e Parcela B, referenciadas ao Ano-Teste, sendo que:

- a Parcela A é obtida pelo somatório dos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão e de distribuição e de compra de energia, considerando os critérios estabelecidos em Resoluções específicas da ANEEL; e

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

- a Parcela B é obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória (depreciação).

Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as outras receitas, conforme apresentado na seção anterior. A Receita Verificada corresponde à receita que seria por ela auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste.

Os itens seguintes detalham os critérios e valores determinados para as parcelas A e B.

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

A Parcela A inclui os denominados custos “*não-gerenciáveis*” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à **compra de energia elétrica** e aos **encargos setoriais e custo com transporte de energia**.

39. Para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço energético da empresa, que implica em se determinar o valor regulatório de perdas de energia elétrica, o que é apresentado a seguir.

IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

40. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta seção da Nota Técnica. Em relação a perdas de energia elétrica, denominam-se perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas, definidas como:

- *Perdas técnicas*: montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e
- *Perdas não técnicas*: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

41. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). As perdas técnicas de energia são calculadas pela ANEEL em cada processo de revisão tarifária e a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

$$\text{Energia Injetada} = \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Perdas de Energia na Distribuição = Perdas Técnicas + Perdas Não Técnicas

42. A Figura a seguir apresenta a evolução das perdas totais na rede de distribuição da CELPE nos últimos anos. O índice das perdas foi calculado tendo como base a energia injetada na rede de distribuição:

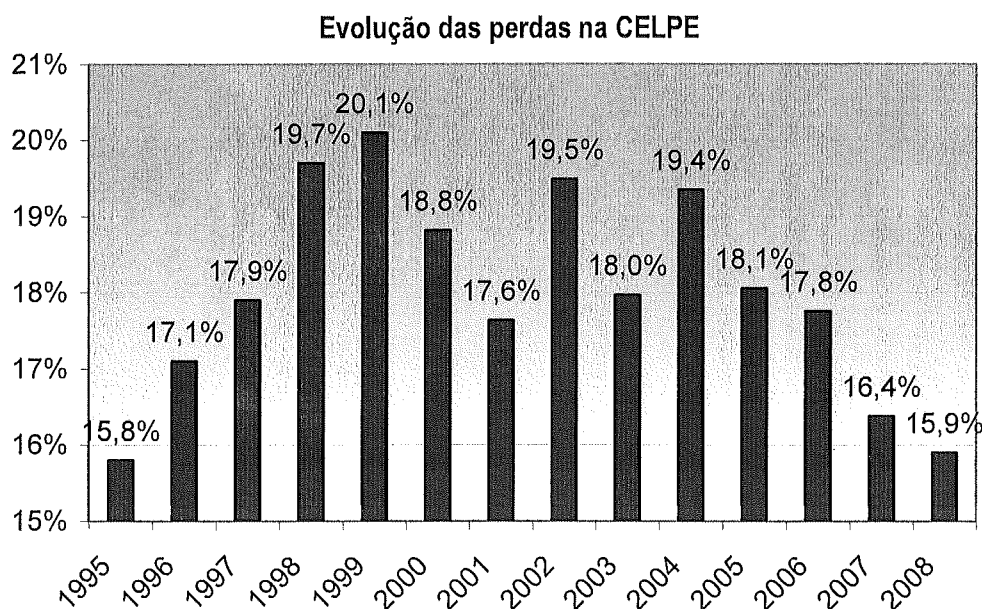


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da CELPE

43. A análise da evolução das perdas na CELPE mostra que houve uma elevação significativa das perdas da empresa no período de 1995 a 1999, seguida de uma redução igualmente intensa nos dois anos subsequentes. Posteriormente, no período 2001-2004, o índice de perdas voltou a oscilar em torno de um patamar de 19% encerrando o ano de 2004 em 19,4%.

44. Em 2005 a CELPE passou pela sua primeira revisão tarifária periódica, momento em que o nível de perdas da concessionária foi extensivamente discutido no âmbito desta Agência. Ficou clara então a necessidade de se reduzir as perdas da concessionária haja vista o elevado nível que se apresentava à época tanto em valor absoluto quanto relativo, se comparado ao praticado por outras concessionárias. Como resultado do processo de revisão a Aneel determinou, dentre outras ações, que fosse realizada uma fiscalização das perdas na concessão da CELPE e que fosse elaborado pela empresa um plano de ações com o objetivo de reduzir o seu nível de perdas não técnicas até a sua próxima revisão tarifária periódica.

45. A fiscalização foi realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE no período de 28/5/2007 a 01/06/2007, na sede da CELPE, e o e teve como objeto os balanços energéticos anuais informados à Aneel no processo revisional de 2005 para o cálculo de perdas. O resultado da fiscalização se encontra no relatório RF-CELPE-01/2007-SFE, no qual a equipe relata não ter encontrado inconsistência nos dados analisados.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

46. No período 2005-2008, posterior a revisão tarifária, a CELPE registrou uma significativa redução em suas perdas, atingindo ao final do ano de 2008 um patamar semelhante ao praticado em 1995. Segundo o relatório da empresa tal redução foi decorrência das atividades desenvolvidas no combate às perdas não técnicas no último ciclo tarifário e do aprimoramento dos seus processos de gestão comercial, com destaque para o programa de gestão de clientes cortados. A composição das perdas quanto a sua origem está apresentada na figura a seguir.

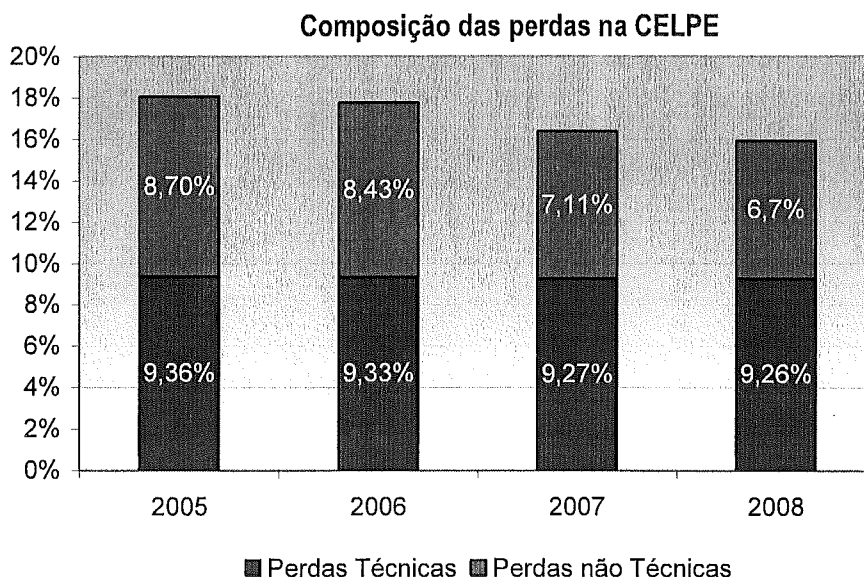


Figura 7: Composição das Perdas de Energia da CELPE

47. Como se pode observar a partir do gráfico, a redução das perdas na distribuição registrada nos últimos anos na área de concessão da CELPE se deve quase que integralmente a redução do montante de perdas não técnicas. Um resultado esperado uma vez que empresa tem empregado recursos com esta finalidade.

48. Cabe a ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para as tarifas dos consumidores de energia elétrica. No modelo de regulação *price cap*, o comportamento dos entes regulados é regido por incentivos e cabe ao regulador definir uma meta regulatória para as perdas globais. A definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

49. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre a energia injetada em seu sistema distribuição. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma "trajetória" ou curva decrescente. Com o valor "regulatório" de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

50. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, por meio do memorando nº 047/2009-SRD/ANEEL encaminhou a Nota Técnica nº 012/2009-SRD/ANEEL, que definiu o nível de **perdas técnicas** da concessionária em 8,098% da energia injetada, relativas ao período de julho de 2007 a junho de 2008.

51. Posteriormente, em 30 de março de 2009, a SRD por meio do Memorando nº 119/2009 retificou o cálculo do percentual de perdas técnicas da Celpe encaminhado anteriormente que passou ao valor de 8,21%. Os detalhes do cálculo se encontram na Nota Técnica nº 031/2009-SRD/ANEEL.

52. Outra alteração relevante com relação às perdas técnicas foi a exclusão do mercado consumidor A1 da base de cálculo do índice. Esses consumidores em geral se conectam diretamente nas instalações de Rede Básica ou por vezes através de rede de propriedade da concessionária, de pequena extensão, que fazem fronteira entre o seu ponto de entrega e a Rede Básica. Independente do caso, a participação desses consumidores na formação das perdas técnicas da distribuidora pode, na maioria das vezes, ser considerada desprezível se comparada a todo o restante da rede da concessão. Esse entendimento está em consonância com o disposto na REN n.º 166/2005, que estabelece a não aplicação da TUSD-Perdas Técnicas aos consumidores do subgrupo A1.

53. Portanto, visando impedir que variações no mercado do subgrupo A1 causem distorções no cálculo de perdas, optou-se por desconsiderar do cálculo do índice de perdas técnicas a perda de energia e mercado associados a este nível de tensão. Tal procedimento foi adotado também na análise do histórico de perdas globais da concessionária e na apuração do balanço energético do ano-teste desta revisão, devendo ser mantido nos reajustes tarifários subsequentes.

54. As tabelas a seguir demonstram a alteração realizada no cálculo das perdas técnicas>

Tabela 3: Perdas técnicas da CELPE (%)

Memorando 119/2009-SRD	[MWh]	[%]
Energia injetada (MWh)	11.149.541,739	100,00%
Mercado Total	9.343.215,119	83,80%
Perdas totais (MWh)	1.806.326,620	16,20%
Perdas técnicas (MWh)	915.396,900	8,21%
Perdas não técnicas (MWh)	890.929,720	7,99%

	Mercado	Perdas
Consumidores A1	174.581,09	276,12

Perdas CELPE ajustadas	[MWh]	[%]
Energia injetada (MWh)	10.974.684,529	100,00%
Mercado Total	9.168.634,029	83,54%
Perdas totais (MWh)	1.806.050,500	16,46%
Perdas técnicas (MWh)	915.120,780	8,34%
Perdas não técnicas (MWh)	890.929,720	8,12%

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

55. Face ao exposto, as perdas técnicas admitidas para a CELPE passaram a ser de **8,34%** sobre a energia injetada em sua rede, **descontado o mercado do nível A1**.

56.

57. Importante deixar claro que, apesar do índice ser maior, o ajuste feito pela SRE não implica em um aumento de perdas para a concessionária dado que este índice será está sendo aplicado em uma base menor, ou seja, o mercado sem os consumidores A1.

58. O mecanismo utilizado na definição do referencial regulatório de perdas não técnicas regulatórias é o da comparação entre as empresas. Ou seja, define-se o nível regulatório de **perdas não técnicas** observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa. Para a comparação, o referencial utilizado são as perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, por ser o segmento onde se concentram as perdas dessa natureza.

59. Com o objetivo de se fazer uma comparação de forma apropriada, são observados fatores que influenciam de forma direta e indireta as perdas não técnicas e seus níveis em todas as áreas de concessão e também fatores específicos de cada distribuidora. O conjunto desses fatores define o que se convencionou chamar de “de complexidade de combate às perdas não técnicas”, ou, simplesmente, complexidade. Quanto maior a complexidade, maior a dificuldade de se combater às perdas não técnicas.

60. Para possibilitar a comparação, foi construído um “índice de complexidade” que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. As empresas são então ordenadas de acordo com a complexidade de combate às perdas não técnicas. A Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL detalha a metodologia utilizada.

61. Concessionárias comparáveis no que diz respeito às perdas não técnicas são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas, já consideradas as probabilidades de inversão das posições no *ranking* de complexidade.

62. A tabela a seguir apresenta os índices de perdas¹ de concessionárias comparáveis com a CELPE do ponto de vista socioeconômico e de proximidade geográfica.

Tabela 4: Perdas Não Técnicas (%)¹

Empresa	Perdas NT / Energia injetada	Perdas NT / mercado BT
CELPE	7,82%	17,12%
COELBA	6,71%	15,63%
COSERN	3,23%	7,55%
COELCE	5,87%	12,38%
CEAL	22,57%	65,59%
CEMAR	16,18%	30,63%
CELPA	17,46%	41,38%
ELETROPAULO	7,69%	16,84%
LIGHT	15,00%	42,32%

¹ Foram utilizadas informações do banco de dados da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD apurados ao longo do 1º ciclo de revisões.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

63. Como pode ser observado na tabela anterior, em função da redução nos últimos anos, as perdas da CELPE se encontram atualmente em um patamar inferior a média se comparada com outras empresas da sua região. Entretanto, constata-se também que existem empresas operando em áreas de concessão tão ou mais complexas que a da CELPE praticando índices de perdas não técnicas ainda menores. Conclui-se, portanto, que apesar do bom resultado apresentado no último ciclo tarifário ainda há margem para reduções adicionais nas perdas não técnicas da CELPE.

64. Desta forma, será definida uma trajetória de redução de para as perdas não técnicas da CELPE, no seu segundo ciclo revisional, de tal forma que se atinja o índice de **14% sobre o mercado baixa tensão** ao final do último ano do ciclo. Na definição da meta proposta levou-se em consideração a análise comparativa realizada em conformidade com a metodologia descrita na Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, histórico de perdas e o plano de combate às perdas apresentado pela concessionária.

65. A trajetória será linear, calculada pela razão entre o percentual de redução de perdas no ciclo tarifário (diferença entre o percentual de perdas não técnicas no ponto de partida e chegada) e o número de anos entre as duas datas. A figura abaixo ilustra como o será a trajetória ao longo do ciclo de empresa com ciclo de 4 anos. É importante notar que no primeiro ano do segundo ciclo tarifário (ano teste) já ocorre o primeiro degrau de redução.

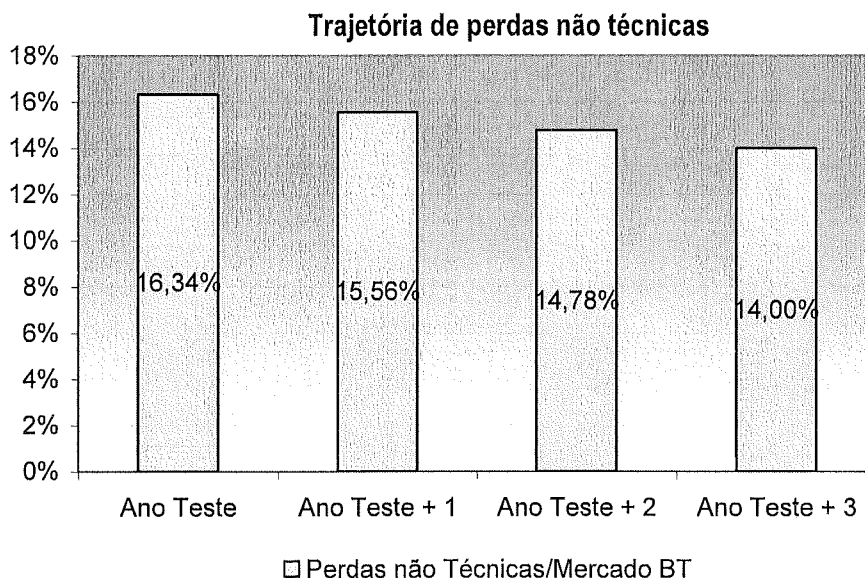


Figura 8: Trajetória de redução de perdas não técnicas

66. O ponto de partida da trajetória foi definido da seguinte forma: Primeiramente, a partir do mercado total (Fornecimento, Suprimento e Livre) e do percentual de perdas na distribuição (sobre energia injetada) do ultimo período tarifário, calcula-se a energia injetada e o volume (em MWh) de perdas na distribuição. Pelo produto entre o percentual de perdas técnicas (conforme cálculo efetuado pela SRD) e energia injetada (conforme cálculo anterior) obtém-se o volume (em MWh) de perdas técnicas e, por

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

diferença, perdas não técnicas. Em seguida, o percentual de perdas não técnicas foi calculado pela razão entre as perdas não técnicas e o mercado de baixa tensão do último período tarifário.

67. Face ao exposto, nos reajustes anuais subsequentes a esta revisão o limite regulatório para as perdas na distribuição da CELPE obedecerá a uma trajetória decrescente, conforme tabela a seguir. O referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada da concessionária, enquanto que para perdas não técnicas o referencial a ser utilizado nos reajustes tarifários é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão

68. O referencial do percentual das perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da distribuidora visa impedir que as variações de mercado na média e alta tensão influenciem no montante de perdas não técnicas admitido. Isto porque as variações nas perdas não técnicas decorrem do surgimento e regularização de fraudes e furtos e, ao contrário das perdas técnicas, não se relacionam com o fluxo de potência na rede da distribuidora.

Tabela 5: Nível de Perdas para Cada Ano do Ciclo

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	8,34%	8,34%	8,34%	8,34%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	16,34%	15,56%	14,78%	14,00%
Perdas Não Técnicas (sobre energia injetada)	7,28%			
Perdas na Distribuição (sobre energia injetada)	15,50%			

69. Ressalte-se que foram dimensionados os custos operacionais associados às atividades de combate às perdas a partir do montante de energia anual a ser regularizada, resultante do nível de perdas definido. O cálculo dos insumos não leva em consideração, necessariamente, o nível real de perdas não técnicas da concessionária, mas sim o ponto de partida definido.

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

70. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

71. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório das seguintes informações físicas: Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), Contratos Bilaterais com terceiros e as quotas de energia de ITAIPU e do PROINFA. A energia requerida é obtida a partir do mercado de venda da concessionária, adicionado das perdas regulatórias, calculadas conforme os percentuais estabelecidos no item anterior.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

72. Os requisitos de energia elétrica da CELPE para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **11.482.549 MWh**, formado por **9.422.854 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **2.059.695 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica.

Tabela 6: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

DESCRIÇÃO	CÁLCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	12.735
PROINFA	(2)	242.701
COMPRAS	(3)	11.765.745
ITAIPU		0
AMBIENTE REGULADO - CCEAR		8.339.251
CONTRATOS BILATEIRAIS		3.426.494
ENERGIA DISPONÍVEL	(4) = (1) + (2) + (3)	12.021.181
Fornecimento	(5)	9.422.854
Suprimento	(6)	0
Consumidores Livres	(7)	462.887
TOTAL DE VENDAS	(8) = (5) + (6)	9.422.854
Total de Perdas Regulatórias (MWh)	(9)	2.059.695
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(10) = (8) + (9)	11.482.549

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

73. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sobre a comercialização de energia elétrica, alterou essencialmente as regras de compra e venda de energia elétrica, especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

74. O modelo instituído pela Lei nº 10.848/2004, define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com relação aos agentes de distribuição, a opção é Ambiente de Contratação Regulada – ACR. O art. 2º da Lei nº 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

75. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

76. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto nº 5.163/2004, prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora. Esses contratos são caracterizados por uma duração de, no máximo, dois anos.

77. No Ambiente da Contratação Livre – ACL destacam-se as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo: i) agentes concessionários; ii) permissionários e autorizados de geração; iii) comercializadores; iv) importadores; v) exportadores de energia elétrica; e vi) consumidores livres.

78. De acordo com o art. 48 do Decreto nº 5.163/2004, os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

79. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu.

80. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados de livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo Agente vendedor e validados pelo Agente comprador.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje corresponde à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

▪ CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

81. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica tomou-se como ponto de partida os montantes adquiridos pela concessionária mediante contratos bilaterais, e leilões públicos de energia. Para compor a Parcela A da Receita Requerida foram considerados apenas os montantes de compra de energia elétrica necessários para o atendimento ao mercado de referência previsto para o ano-teste, acrescido de um adicional a título de perdas de energia elétrica.

82. Para manter a neutralidade da Parcela A, torna-se necessário calcular a valoração dos montantes de energia admitidos para o ano-teste pelas tarifas que estarão vigentes na data de revisão tarifária periódica da concessionária, ou seja, em **29 de abril de 2009**.

83. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CELPE. Esses contratos, incluindo o Proinfa, totalizam **12.021.181 MWh**. Para efeito de cálculo da despesa com compra de energia elétrica somente foi considerado o montante de energia de **11.482.549 MWh** para atendimento ao mercado do ano-teste.

84. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CELPE, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

Tabela 7: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELPE e respectivas Tarifas

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
CCEAR	802.416.349,45	96,22	8.339.251,35
CONTRATOS BILATERAIS	476.419.660,04	139,04	3.426.493,99
TERMOPERNAMBUCO	474.469.632,00	138,88	3.416.400
GCS Biomassa	1.853.624,48	196,48	9.434
FADE	96.403,56	146,08	660
PROINFA			242.701
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	12.735
SOBRAS / EXPOSIÇÃO	51.828.076,74	96,22	538.632
TOTAL COMPRA	1.227.942.319,15	106,94	11.482.549

85. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foi adotado o seguinte procedimento:

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004 proveniente de Energia Existente, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, conforme quadro a seguir.

Tabela 8: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELPE e respectivas Tarifas

PREÇO MÉDIO PONDERADO DOS LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
CCEAR 2005 - 8 anos	1.844.358	70,21	129.487.703,56
CCEAR 2006 - 8 anos	2.416.421	82,20	198.619.117,36
CCEAR 2007 - 8 anos	471.215	92,12	43.408.553,93
CCEAR 2007 - 8 anos (5º)	38.268	117,30	4.488.772,81
CCEAR 2008 - 8 anos	374.499	98,84	37.014.561,96
CCEAR 2009 - 8 anos	1.016.299	110,63	112.430.681,53
MCSD 2005-8 - MWh	230.766	64,86	14.968.371,28
MCSD 2006-8 - MWh	83.236	67,54	5.622.109,64
MCSD 2007-8 - MWh	3.228	85,66	276.554,40
MCSD 2008-8 - MWh	496	91,09	45.192,28
TOTAL	6.478.787	Preço Médio 84,33	546.361.618,75

ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004 proveniente de Energia Nova foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até maio de 2008, conforme previsão do Banco Central.

iii) Especificamente para os leilões de Energia Nova de origem térmica por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, APENAS PARA FINS TARIFÁRIOS está sendo considerado uma previsão de preço realizada pela SRG em abril de 2009, que leva em consideração a previsão de valores do PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia.

iv) Cabe destacar ainda que a regra de repasse para a tarifa dos contratos provenientes de Energia Nova segue as determinações expressas nos artigos nº 36 a 40 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, para os leilões A-5 e A-3 com início de suprimento em 2009 e 2010.

v) Para os contratos bilaterais firmados anteriormente a Lei nº 10.848/2004 foram utilizados os preços de repasse e regra de reajuste informados pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 110, de 31 de março de 2009, obedecendo a data de reajuste prevista em cada contrato.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Tabela 9: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELPE e respectivas Tarifas

Vendedor	Preço / Base	Índice / variação	Preço final / Base
Termopernambuco	104,72	índice misto	138,88
	jul-01	32,6%	abr-09
GCS Energia	103,92	IGPM	196,49
	dez-01	89,1%	abr-09
FADE	120,00	IGPM	146,08
	jan-06	21,7%	abr-09

86. No caso específico da energia proveniente da UTE Termopernambuco, por se tratar de uma situação de compra entre partes relacionadas, o reajuste no preço da energia foi calculado pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF em conformidade com o que determina a Resolução nº 488/2002. O valor final para a tarifa de compra de energia da Termopernambuco ficou em R\$ 138,88 /MWh conforme Memorando nº 510/2009-SFF/ANEEL, posteriormente retificado pelo Memorando nº 128/2009-SEM/ANEEL..

87. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária CELPE a título de compra de energia elétrica são de **R\$ 1.227.942.319,15** já expurgadas as sobras de energia.

IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA

88. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam receita para a concessionária. Já os custos com transporte de energia elétrica cobrem o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, não constituindo receita da concessionária.

IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

89. A **Reserva Global de Reversão – RGR** foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648 de 1998 definiu que a RGR seria extinta em 31 de dezembro de 2002. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. A RGR refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, e limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

90. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC** foi criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroeletrica, onde utiliza-se combustíveis como óleo combustível, óleo diesel e carvão. A geração termoeletrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

91. Os custos da geração termoeletrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoeletricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS, após analisar a previsão de geração térmica elaborada pelo Comitê Técnico de Planejamento do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON para os Sistemas Isolados, e até 2005 pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para os Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

92. Até 2005, as Quotas de CCC eram estabelecidas para os seguintes sistemas elétricos: i) Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; ii) Sistema Interligado Norte/Nordeste; e iii) Sistemas Isolados. De acordo com a Lei nº 9.648/1998, e a Resolução ANEEL nº 261, de 13 de agosto de 1998, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficou extinto o benefício da CCC para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados.

93. A **Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH** tem como base legal a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que estendeu o rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados a todos as distribuidoras. A CCC somente reembolsa os dispêndios com combustíveis que excedam o custo da energia hidráulica equivalente à geração térmica. O equivalente hidráulico pode ser entendido como o custo da energia da geração térmica, caso a produção se dê por meio da geração hidráulica. A ANEEL publica anualmente o valor da TEH, a qual, aplicada sobre o montante de geração térmica dos sistemas isolados, resulta no valor a ser deduzido das despesas a serem cobertas pela CCC. Esse encargo é reconhecido somente às concessionárias que têm geração térmica e que pertencem ao sistema isolado.

94. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE** foi criada pela Lei nº 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS.

95. Os recursos necessários ao funcionamento da CDE são provenientes (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; (ii) das multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

96. Os valores dos recursos provenientes do pagamento pelo UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração e das multas impostas aos agentes do Setor pela ANEEL, são aplicados, exclusivamente e até quando necessário, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural, nos termos da Lei nº 10.762/2003.

97. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, somente poderão ser considerados, para efeito de receita da CDE, aqueles efetivamente depositados na conta ELETROBRÁS-CDE que, conforme a legislação prevê, são destinados à universalização.

98. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

99. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas - ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

100. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

101. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – **PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

102. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da ELETROBRÁS, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRÁS, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado – SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

103. A Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

104. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga, apurado mensalmente pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

105. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003 e nº 688, de 24 de dezembro de 2003. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

106. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final.

107. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

108. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os atos legais que lhes deram origem, estão demonstrados no quadro abaixo:

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Tabela 10: Encargos Setoriais da CELPE

Encargos	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Normativa 792/2009	R\$ 60.327.622,54
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Normativa 754/2008	R\$ 19.394.506,92
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	NT 126/2009-SRE/ANEEL	R\$ 5.648.045,12
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando nº 510/2009-SFF/ANEEL	R\$ 28.821.761,16
Proinfa	Resolução Homologatória 772/2009	R\$ 38.555.114,53
ONS	Resolução Autorizativa 1.425 de 24/6/2008	R\$ 102.885,36
CFRH	Não se aplica	R\$ -
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	previsão área técnica	R\$ 29.573.939,25
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006	R\$ 26.402.163,04
Total de Encargos Setoriais		R\$ 208.826.037,92

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

109. O **Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão** de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de TUST_{RB}, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST_{FR}, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

110. O **Uso das Instalações de Conexão** refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

111. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional (MUST Itaipu)** refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

112. O **Uso das Instalações de Distribuição** de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição pelo acesso à rede de distribuição de outra concessionária, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, firmado entre a concessionária acessante e a acessada. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência contratos e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD's específicas da concessionária acessada, conforme

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

resolução homologatória da ANEEL. Esses contratos são regidos pela Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999.

113. Por meio do Memorando nº 036/2009-SRT/ANEEL, de 05 de fevereiro de 2009, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica e Instalações de Conexão a serem considerados no cálculo do atual processo tarifário, tendo por base o período de referência de **abril de 2009 a março de 2010**.

114. Observadas as disposições da Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999, e do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 18 de abril de 2005 foi considerado no atual cálculo tarifário da CELPE o encargo de transporte de energia elétrica no montante de **7.199.931,57**, referente aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, mantidos pela CELPE com a CEAL, SAELPA e doze Cooperativas Rurais.

115. Os custos de transporte de energia previstos no período de **abril de 2009 a março de 2010**, estão detalhados nas tabelas seguir.

Tabela 11: Encargos de Transporte de Energia

Encargos	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Rede básica Nodal	Memorando nº 036/2009-SRT/ANEEL	R\$ 102.094.059,84
Rede básica fronteira	Memorando nº 036/2009-SRT/ANEEL	R\$ 30.762.475,08
Conexão	Memorando nº 036/2009-SRT/ANEEL	R\$ 7.675.662,12
Uso do sistema de distribuição	Resolução Normativa 281/1999	R\$ 7.199.931,57
Transporte de Itaipu		R\$ -
MUST - ITAIPU		R\$ -
Total de Encargos Setoriais		R\$ 147.732.128,61

116. Na presente revisão tarifária periódica, para os encargos tarifários setoriais e custo com transporte de energia da CELPE, foram considerados os valores apresentados nas tabelas anteriores, que totalizam **R\$ 147.732.128,61**. Os valores definitivos dos encargos RGR, TFSEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica serão concatenados naquela data, ou seja, terão seus valores estabelecidos na data do reposicionamento tarifário da concessionária.

IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA)

Conforme já mencionado, a Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. O valor total apurado para a Parcela A da CELPE, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R\$ 1.584.500.485,69**, conforme detalhado na tabela abaixo.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Tabela 12: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	R\$ 1.227.942.319,15
Encargos Setoriais	R\$ 208.826.037,92
Custo com Transporte de Energia	R\$ 147.732.128,61
Total	R\$ 1.584.500.485,69

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

Os itens a seguir detalham os valores definidos na Parcela B.

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

A construção dos custos operacionais passa pela elaboração dos custos de referência utilizando-se a ferramenta da Empresa de Referência e, posteriormente, pela análise de consistência dos resultados obtidos de forma a determinar os custos operacionais eficientes e que sejam aderentes às reais condições geo-econômicas do ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

117. A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

118. Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos. Para isto, a empresa de distribuição deve prestar eficientemente o serviço elétrico, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os requisitos de qualidade do produto oferecido e do serviço prestado, estabelecidos no contrato de concessão e nas normas regulatórias aplicáveis.

119. Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá assegurar um adequado retorno sobre

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

o capital investido e fazer face a custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

120. De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir, e que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência (ER), adotando-se nomenclatura típica:

- **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;
- **Administração:** Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;
- **Finanças:** Contempla as atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento;
- **Comercial:** Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas "não técnicas"; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas "não técnicas", laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;
- **Técnica:** Inclui atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico físico e de seu controle: a) Operação das instalações elétricas de forma programada ou intempestiva; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade com dispersão geográfica, sendo executados de maneira centralizada na sede corporativa da empresa. Cumpre observar que os P&A relacionados ao planejamento da expansão física do sistema elétrico, respectivos projeto e implantação (construção/obras) não são detalhados no escopo da Empresa de Referência, por

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

estarem relacionados ao investimento remunerado no âmbito da concessão, não sendo as despesas correspondentes a pessoal, material, serviços de terceiros e outros tratados em rubricas de custeio.

121. O processo de elaboração dessa estrutura da ER baseia-se nas funções descritas e contempla a análise dos postos de trabalho (em quantidade e qualificação) requeridos para prover o eficiente desempenho dessas funções, considerados os requisitos do contrato de concessão e outras normas regulatórias. Os P&A de Planejamento Técnico, Engenharia e Operação incluem tarefas que podem ser executadas de maneira centralizada e outras que devem ser cumpridas junto às regionais onde se encontram as instalações físicas utilizadas para prover os serviços. A operação e a manutenção (O&M) das instalações elétricas requerem descentralização geográfica, devendo realizar-se nos denominados "Centros de Serviço".

122. Interpretam-se como atividades de Operação e Manutenção (O&M) a manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos e instalações que constituem as redes de distribuição, bem como as operações necessárias em tarefas programadas e para repor a continuidade do serviço.

123. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M surgem da avaliação a "preços de mercado" de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Os custos indiretos correspondentes às atividades de Direção, Estratégia e Controle não são componentes que devam incluir-se como parte dos custos de O&M, motivo pelo qual seu cálculo não deve ser considerado neste ponto. Avalia-se, então, a suficiência da dotação do pessoal disponível para estas tarefas, fazendo-se logo a comparação com outras empresas que possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, procede-se à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

124. Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

125. Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.

126. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração, dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações e das atividades de Comercialização, torna-se necessário desenhar uma Empresa de Referência (ER) que tenha uma estrutura eficiente e que realize suas atividades de maneira que os custos resultantes correspondam aos que existiriam no âmbito de um mercado competitivo.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

127. Deste modo se obtém, a partir da consideração dos P&A típicos e de uma estrutura de administração adaptada à realidade geo-econômica da distribuidora, o dimensionamento apropriado da ER, dotado dos recursos necessários para uma empresa caracterizada como eficiente.

128. O detalhamento dos critérios utilizados e os cálculos realizados são apresentados no **Anexo I** desta Nota Técnica e são apresentados sucintamente no item a seguir.

IV.2.1.2 – Custos por Área

129. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão. Os valores estão projetados para **abril/2009**.

Tabela 13: Custos Totais por Ano – Preços a abril de 2009

UNIDADE	CUSTO DE PESSOAL (R\$)		CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)		CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
1. ADMINISTRATIVO	R\$	93.503.733,18	R\$	42.499.519,44	R\$ 136.003.252,62
ESTRUTURA CENTRAL	R\$	59.553.016,59	R\$	9.641.868,84	R\$ 69.194.885,44
ESTRUTURA REGIONAL	R\$	33.950.716,58	R\$	4.900.163,08	R\$ 38.850.879,66
SISTEMAS	R\$	-	R\$	27.957.487,52	R\$ 27.957.487,52
2. PROCESSOS DE O&M	R\$	59.046.349,54	R\$	43.884.948,89	R\$ 102.931.298,43
3. PROCESSOS COMERCIAIS	R\$	95.254.202,26	R\$	63.260.960,98	R\$ 158.515.163,24
TAREFAS COMERCIAIS	R\$	38.417.889,77	R\$	6.400.856,66	R\$ 44.818.746,43
FATURAMENTO	R\$	29.191.135,07	R\$	44.014.685,53	R\$ 73.205.820,61
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	R\$	14.362.452,75	R\$	3.022.708,92	R\$ 17.385.161,67
TELEATENDIMENTO	R\$	13.282.724,67	R\$	9.822.709,86	R\$ 23.105.434,53
4. CUSTOS ADICIONAIS	R\$	(1.609.693,55)	R\$	17.521.909,27	R\$ 15.912.215,72
ADMINISTRATIVO	R\$	(1.735.226,50)	R\$	7.849.145,80	R\$ 6.113.919,30
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	R\$	2.970.514,72	R\$	7.309.406,45	R\$ 10.279.921,16
COMERCIAL	R\$	(2.844.981,77)	R\$	1.136.889,25	R\$ (1.708.092,52)
GERAÇÃO PRÓPRIA	R\$	-	R\$	1.226.467,76	R\$ 1.226.467,76
CUSTOS TOTAIS POR ANO	R\$	246.194.591,42	R\$	167.167.338,58	R\$ 413.361.930,00

130. Apresenta-se a seguir o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Tabela 14: Quantidade de Pessoal

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL
Estrutura Central	Conselho	8	0,18%
	Presidência	50	1,11%
	Ouvidoria	6	0,13%
	Diretoria de Assuntos Regulatórios	24	0,53%
	Diretoria Comercial	176	3,87%
	Diretoria Financeira e Controladoria	69	1,52%
	Diretoria Técnica	271	5,95%
	Administrativa	77	1,69%
Estrutura Regional	Gerências regionais	390	8,57%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	2.303	50,60%
	Processos e Atividades de O&M	1.171	25,73%
TOTAL		4.551	100%

IV.2.1.3 – Resultados Finais

131. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da CELPE, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da CELPE equivalem ao valor de **R\$ 413.361.930,00**.

132. A Resolução nº. 234/2006, com redação dada pela Resolução nº. 338/2008 estabeleceu o referencial regulatório a ser utilizado nos processos de revisão tarifária a título de receitas irrecuperáveis, que no caso da CELPE é de **0,90%** da receita bruta da concessionária.

133. Considerando uma receita igual a **R\$ 3.294.664.100,65**, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de **6,09%** e ICMS com alíquota de **22,03%**, chega-se ao valor de **R\$ 29.651.976,91**, a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições:

- i) a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros;
- ii) a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (**estrutura de capital**); e

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

iii) o próprio valor do capital a ser remunerado, ou **base de remuneração**.

134. Assim, a remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

Os itens a seguir detalham a metodologia e os valores obtidos na determinação da estrutura de capital e da taxa de retorno sobre o capital próprio e de terceiros.

IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital

A definição de uma **estrutura ótima de capital** baseia-se no pressuposto concreto de que as empresas estão permanentemente tentando reduzir o custo de financiamento de suas operações. Para tanto, buscam encontrar um ponto ideal de alavancagem financeira (participação de capital de terceiros no capital total), uma vez que o capital de terceiros custa menos que o capital próprio. O aumento do grau de alavancagem, no entanto, introduz o risco de falência.

Dessa forma, a estrutura de capital é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio (por exemplo: ações ordinárias, ações preferenciais) e de capital de terceiros (diversos tipos de obrigações, dívidas) no ativo total da empresa. Entretanto, na maioria dos estudos realizados, toma-se a estrutura de capital numa forma mais simples, agregando os diversos tipos de capital próprio numa única conta de capital próprio e os diversos tipos de capital de terceiros numa outra conta única de dívidas. Assim, quando são considerados apenas capitais próprios e de dívidas na estrutura de capital, pode-se definir a estrutura de capital pela razão capital de terceiros ou dívida (D) sobre capital total ($P+D$), ou seja, $D/(P+D)$.

A estrutura de capital afeta a taxa de retorno de diversas maneiras. Primeiro, entra diretamente na fórmula do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), determinando os pesos dos diversos custos de capital que comporão a taxa de retorno. Segundo, tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre capital próprio do projeto.

Além desses efeitos diretos, a estrutura de capital tem um efeito importante sobre o retorno sobre o capital total, devido ao tratamento diferenciado que recebem os juros de dívida e os juros pagos a título de remuneração do capital próprio, para efeito de abatimento no cálculo dos impostos sobre a renda. Se uma concessionária toma emprestado para financiar suas atividades, os juros pagos são abatidos diretamente do lucro da empresa.

135. A metodologia utilizada para o cálculo da estrutura ótima de capital das distribuidoras para o segundo ciclo de revisão tarifária (2007-2010) foi estabelecida na Resolução Normativa da ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006. Segundo essa metodologia, a determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Primeiramente agrupa-se os cinco países em três grupos. O primeiro grupo de países, chamado de grupo 1, é formado por Argentina e Chile. A razão para o agrupamento desses dois é que ambos são países em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas à regulação de *price cap*. Posteriormente, agrupam-se a Austrália e a Grã-Bretanha, países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam a regulação de *price cap* no setor de distribuição de eletricidade, que é chamado de grupo 2. Finalmente, forma-se o grupo 3 contendo apenas as empresas brasileiras.

Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

136. Formalmente, o procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste nos dois passos seguintes:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos $\frac{1}{2}$ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais $\frac{1}{2}$ (metade) desse mesmo desvio-padrão;
- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países. Obteve-se então o intervalo [36,36 – 51,84%] para o grupo 1 e [64,12 – 77,54%] para o grupo 2.

137. O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3). O procedimento a ser seguido é o seguinte:

- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já usam o regime de price-cap há algum tempo. O intervalo obtido com este procedimento foi então de [36,36 – 77,54%].
- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior. A faixa obtida para o grupo 3 foi [44,62 – 66,59%], sendo a interseção resultante igual a [44,62 – 66,59%].

138. De posse do intervalo regulatório, a meta pontual será o valor dentro desse intervalo final que mais se aproxima da média da faixa definida pela união dos grupos 1 e 2. O valor resultante foi então de 56,95% para a participação de dívida no capital total. Após o ajuste em função da participação da RGR na dívida das empresas, o valor final adotado foi de **57,16%** para a estrutura de capital.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

139. Para o cálculo da **taxa de retorno** utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, se trata de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

140. Assim, o método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad (2)$$

onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

141. A seguir apresenta-se, de forma sintética, o cálculo do custo de capital próprio e de terceiros, que compõem o custo médio ponderado (WACC).

a) Custo de Capital Próprio

142. Para o custo de capital próprio adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor. O modelo de custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), no mercado doméstico (Brasil), em reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_R + r_B + r_X \quad (3)$$

onde:

r_{CAPM} : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência;

r_R : prêmio de risco de regime regulatório;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

143. Para a **taxa livre de risco** (r_f) utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

de juros anuais no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de **5,32%**.

144. O **prêmio de risco de mercado** ($r_m - r_f$) é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Dessa forma, com base nas séries históricas de janeiro de 1928 a junho de 2006, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de **6,09%**.

145. O cálculo do **Beta** (β) envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão e distribuição em suas atividades; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital no Brasil estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

146. Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à distribuição e transmissão de energia elétrica. O critério utilizado para selecionar as empresas foi a participação dos ativos ligados à atividade de distribuição e transmissão no ativo total. Foram selecionadas então empresas cuja participação desses ativos fosse igual ou maior que 50% do ativo total. De acordo com este critério, foi escolhida uma amostra de 20 empresas. Utilizando dados semanais de preço de fechamento de ações no período, entre julho/2001 e junho/2006, calculou-se os betas cujos valores são apresentados na tabela a seguir. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos, utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a **0,296**. O *beta* realavancado, considerando uma estrutura de capital (D/V) igual a **56,95%**, resulta em **0,554**.

147. Assim, o prêmio de risco total do negócio, financeiro e regulatório pode ser expresso pelo cálculo de um *beta* que reflita todos esses riscos, que será dado genericamente por:

$$\beta = \beta_R^{\text{Alavancado}} + \Delta\beta \quad (4)$$

onde:

$\beta_R^{\text{Alavancado}}$ é o *beta* no mercado de referência (*regime rate of return*) alavancado pela estrutura de capital adotada;

$\Delta\beta$ é o ajuste por risco regulatório, a ser considerado no segmento de Distribuição.

148. Para o ajuste do beta em função do risco de regime regulatório adotou-se para o beta inglês alavancado o valor 1,0 (um) conforme disposto na proposta final da OFGEM para o processo de revisão tarifária das distribuidoras de eletricidade no Reino Unido². Considerando a estrutura de capital regulatória

² Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

adotado pela OFGEM de 57,5%³ obtém-se um valor para o beta inglês desalavancado de 51,36%, valor este que utilizado na equação do ajuste por risco do regime regulatório (4) resulta no valor de 0,218.

149. Sendo assim, o *beta* final calculado a partir da equação (9) é igual a 0,772, resultando em um **prêmio total do risco do negócio, financeiro e regulatório** ($\beta \cdot (r_m - r_f)$) de 4,70% (em termos nominais). O **prêmio de risco país** (r_B) é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro emitido em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com mesma classificação de risco que o Brasil. Representando por r_s o prêmio de risco soberano e por r_c^B o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco país (r_B), é dado por:

$$r_B = r_s - r_c^B \quad (5)$$

onde:

r_B : prêmio de risco país;

r_s : prêmio de risco soberano;

r_c^B : prêmio de risco de crédito Brasil.

Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. No cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, adota-se a média dos *spreads* sobre a taxa livre de risco de título emitidos por empresas com classificação de risco igual ao do Brasil (Ba2, na terminologia da Moody's), no mesmo período acima definido, resultando em uma taxa média 2,96% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil (r_B) é igual a 4,91%.

O risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, sendo que a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o "ruído branco". O **prêmio de risco cambial** (r_X) é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006, resultando no valor de 1,78%.

Assim, o **custo de capital próprio**, em termos nominais, é de 16,71%.

b) Custo de Capital de Terceiros

Para o custo de capital de terceiros das empresas existentes adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X \quad (6)$$

³ Idem.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

onde:

r_d : custo de capital de terceiros;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

150. O **prêmio de risco de crédito** (r_c) deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Dessa forma, no cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco **Ba2** que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006⁴. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de **2,96%** como prêmio de risco de crédito.

Assim, o **custo de capital de terceiros**, em termos nominais, é de **14,97%**.

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

151. Tendo sido calculado todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula abaixo, onde π é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} \quad (7)$$

Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (T) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida ($D/V=57,16\%$) em termos nominais de 12,81%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, 2,60%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 9,95% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 15: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	42,84%
Capital de Terceiros	(D/V)	57,16%
Custo de Capital Próprio		
Taxa livre de risco	r_f	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%

⁴ Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Componente	Fórmula	Valor
Beta médio desalavancado	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,296
Beta médio alavancado	β_{RR}^{Alav}	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	$\Delta\beta$	0,218
Beta final	$\beta = \beta_{RR}^{Alav} + \Delta\beta$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	4,70%
Prêmio de risco Brasil	r_B	4,91%
Prêmio de risco cambial	r_X	1,78%
Custo de capital próprio nominal	r_P	16,71%
Custo de capital próprio real	r_P	13,75%
Custo de Capital de Terceiros		
Prêmio de risco de crédito	r_C	2,96%
Custo de dívida nominal	r_D	14,97%
Custo de dívida real		12,06%
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	12,81%
Inflação americana	π	2,60%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	9,95%

Com base no exposto, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de **9,95%**, conforme apresentado na tabela anterior.

IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

152. Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – a ANEEL está considerando o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006.

153. Assim, de acordo com a resolução em questão, para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da Base de Remuneração, no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser blindada. Entende-se como base blindada os valores aprovados para o primeiro ciclo;
- b) da base blindada devem ser expurgadas as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

- c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida na Resolução nº 234/2006;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e).

154. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da CELPE, deve-se avaliar a base incremental do último período tarifário, mantendo-se o conceito chave da Resolução nº 493/2002 e ratificada na Resolução nº 234/2006 de 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.

155. Considerando-se o que consta do Memorando nº 494/2009-SFF/ANEEL, de 13 de abril de 2009, adotou-se como o valor da base de remuneração da CELPE, em **caráter definitivo**, os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF).

156. Assim, a Base de Remuneração foi estimada conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS **definitivo**, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de 31 de março de 2009, é de **R\$ 3.684.304.836,31**.
- b) A Base de Remuneração Líquida **definitiva**, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 1.755.805.313,29**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 229.223.721,46**.
- d) A Taxa de Depreciação média é de **4,86%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 147.943.614,70**.

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

157. Os valores acima correspondem à Base de Remuneração aprovada no 1º ciclo, menos as baixas informadas pela CELPE, atualizada pelo índice do IGPM até a data-base em março de 2009, bem como as adições ocorridas entre as datas bases.

158. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 16: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.684.304.836,31
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.635.602,97
(3) Obrigações Especiais	229.223.721,46
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.628.669,98
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.046.816.841,90
(6) Depreciação Acumulada	1.710.301.314,83
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.974.003.521,49
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.590.425,89
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.964.413.095,60
(10) Almojarifado em Operação	4.300.695,04
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	16.315.244,11
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.755.805.313,29
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	99.372.956,54
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	11.997.463,26
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	87.375.493,28
(17) Taxa de Depreciação	4,86%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	147.943.614,70

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

159. A partir do custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,98%, obtido no item IV.2.2, procede-se ao cálculo da **remuneração líquida do capital (RLC)** nos termos da equação a seguir:

$$RLC = BRR \cdot r_{WACC} \quad (8)$$

onde:

BRR = base de remuneração regulatória líquida;

r_{WACC} = custo médio ponderado de capital (real).

160. Por conseguinte, a **remuneração bruta do capital (RBC)** é dada pela equação a seguir, onde T é a alíquota do imposto (34%):

$$RBC = \frac{RLC}{1 - T} \quad (9)$$

161. O valor da remuneração bruta do capital próprio apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de **R\$ 257.400.068,13**.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

162. Convém salientar que esse valor é provisório e será corrigido até a data da audiência pública, caso seja disponibilizada e validada a base de remuneração da CELPE nos termos da Res. nº 234/2006. Caso contrário, se adotará a base de remuneração provisória estabelecido no item IV.2.3.1.

IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO

163. A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens.

164. Para este item foi considerado o percentual de 4,86% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da CELPE e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até **março de 2009**.

165. Vale destacar que de acordo com a Resolução nº 234/2006, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada na parcela B da receita requerida da Concessionária. Tais recursos são relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. Dessa forma, as Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. Assim, para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

166. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R\$147.943.614,70**. Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado até a data da audiência pública em função da alteração da base de remuneração. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

Tabela 17: Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	4,86%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	3.046.816.841,90
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	147.943.614,70

IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB)

167. O valor total apurado para a Parcela B da CELPE, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R\$ 848.357.589,74**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 18: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
------------	-------------

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004335/2006-61

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Custos Operacionais	R\$ 443.013.906,91
Remuneração do Capital	R\$ 257.400.068,13
Quota de Reintegração Regulatória	R\$ 147.943.614,70
Total	R\$ 848.357.589,74

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

168. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza **R\$ 1.584.500.485,69**. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$ 848.357.589,74**. Assim, o total da Receita Requerida é **R\$ 2.432.858.075,43**.

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

169. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R\$ 2.583.410.606,91**. Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste.

170. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas "cheias", sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN n.º 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); e consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão, e apurado em definitivo no próximo reajuste.

Tabela 19: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Total (R\$)
FORNECIMENTO			
A1 (230 kV ou mais)	162.149,00	141,52	22.947.080,20
A2 (88 a 138 kV)	-	-	-
A3 (69 kV)	987.390,00	170,66	168.512.558,42
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.059.458,00	237,31	726.052.817,40
As	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)*	5.213.857,00	313,60	1.635.072.841,07
SUPRIMENTO	-	-	-
CONSUMIDORES LIVRES	462.887,00	66,59	30.825.309,82
TOTAL	9.885.741	261	2.583.410.607

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

171. Outras Receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

172. Neste sentido, identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, ou seja:

$$\text{Outras Receitas} = 0,90 \times R_{comp} \quad (10)$$

onde:

R_{comp} = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

173. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de 9.504.587,16 . Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de 8.554.128,45 .

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

174. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da CELPE é de **-6,16%**. Dessa forma, para que a CELPE tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em **-6,16%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 20: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R\$ 2.432.858.075,43
Outras Receitas	(2)	R\$ 8.554.128,45
Receita Verificada	(3)	R\$ 2.583.410.606,91
Reposicionamento Tarifário	[(1) – (2)] / (3)	-6,16%

175. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CELPE é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão.

IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X

176. Conforme já exposto, além do reposicionamento tarifário, a revisão tarifária periódica compreende uma segunda etapa, na qual se calcula o denominado Fator X. Os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B da receita será ajustado anualmente no período tarifário

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IGP-M – X". Nos termos dos contratos de concessão:

"CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS (...)

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

VPA₁ - Valor da Parcela A referido na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB₀ - Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

[...]

Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero."

177. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL está reposicionando a tarifa considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração dos investimentos prudentes. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

– X até a próxima revisão tarifária. O reajuste tarifário anual tem por finalidade assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos **custos operacionais eficientes** considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

178. A abordagem que assegura plena consistência entre o reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X, nos termos do conceito descrito no parágrafo anterior, se realiza aplicando a metodologia de cálculo do método de fluxos de caixa descontados, do tipo "*forward looking*", conforme estabelecido na Resolução n.º 234/2006. A determinação do Fator X mediante a aplicação desse procedimento contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que uma concessionária distribuidora obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário. Do mesmo modo, o Fator X assim calculado contempla o impacto que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração. Também se assegura que a concessionária poderá reter, durante o segundo período tarifário, aqueles benefícios que obtenha como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

179. Assim, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e tendo em conta a natureza contratual da aplicação do índice IGP-M – X, a abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de dois componentes. O primeiro refere-se exclusivamente aos ganhos de produtividade (X_e) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário, nos termos acima expostos.

180. O segundo componente do Fator X é o X_a que tem como finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

181. A metodologia adotada definida na Resolução n.º 234/2006 para determinar o valor do componente X_a permite que a aplicação do índice ($IGPM - X_a$), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

182. Para fins de determinação do componente X_a , deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação - RC. A soma desses dois itens é denominada PB.

183. A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos – CO_{ME} e a mão-de-obra – CO_{MO} , sendo que a soma das parcelas CO_{ME} e CO_{MO} representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

184. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (10)$$

onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

CO_{ME}: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO_{MO}: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

185. Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

186. A aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$Xa = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (11)$$

onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

CO: Custos operacionais da concessionária;

RC: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

187. Cada um dos componentes descritos é aplicado a cada reajuste tarifário anual de forma a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da concessionária. O Fator X tal que (IGPM – X) é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do próximo período tarifário, de modo de contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e)] \times (IGPM - X_a) \quad (12)$$

188. Ou seja, o Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

$$\text{Fator } X = X_e \times (\text{IGPM} - X_a) + X_a \quad (13)$$

onde:

X_e = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

X_a = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior".

189. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo do componente X_e do Fator X para a CELPE resulta em **0,37%**, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo III**.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

190. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

191. Os componentes financeiros consistem em:

i) **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/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24/01/2002 e nº 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. As CVAs-energia consideradas nos cálculos tarifários de 2006, 2007 e 2008 foram devidamente recalculadas em decorrência da utilização dos fatores K mensais para limitar os volumes contratados ao atendimento de 100% do mercado regulatório apurado mensalmente, os quais foram apurados em conformidade com a metodologia aprovada na Resolução Normativa nº. 255, de 2007, e nº 305, de 18 de março de 2008. O valor da CVA composto pelo montante computado nos últimos 12 meses adicionado aos ajustes dos anos anteriores no valor de **R\$ 84.244.838,61**.

ii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **-R\$ 1.045.689,40**, referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2008-2009, devendo ser adicionado ou subtraído da receita anual permitida do mesmo período, de

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

iii) **Parcela de Ajuste da Conexão.** Da mesma forma que a P.A. da Rede Básica Fronteira, a P.A. da Conexão, refere-se ao impacto financeiro da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS associado à de conexão de uso próprio e será aplicada na data de reajuste e/ou revisão tarifária de cada concessionária de distribuição. Nesta revisão tarifário foi concedido o valor de **R\$ 39.022,27** a título de P.A. da Conexão, conforme informando no **Memorando nº 036 de 5 de fevereiro de 2009**, atualizado pelo IGPM até a data de aniversário da empresa.

iv) **Subsídio Irrigante/Aquicultura.** Consiste na perda de receita da concessionária no período de abril de 2008 a março de 2009, em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em **R\$ 284.335,03**. Esse valor foi alvo de fiscalização por parte da SFF.

v) **Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/2004.** Foi considerado como componente financeiro o valor de **R\$ 1.704.846,17** relativo à recuperação de perda de receita de distribuição decorrente dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme previsto no Art. 7º da Res. Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Esse valor foi alvo de fiscalização por parte da SFF.

vi) **Previsão Subsídio Irrigante.** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em **R\$ 6.268.386,75**. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

vii) **Previsão Subsídio Fonte Incentivada.** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, apurado em **R\$ 1.055.511,41**. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

viii) **Previsão Subsídio Baixa Renda.** Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de **R\$ 43.376.553,25**. . No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

ix) **Passivo do Programa Luz para Todos.** No primeiro ciclo de revisões tarifárias não foi previsto no cálculo do Fator X, os investimentos necessários à execução do Programa Luz Para Todos. Cabe agora à ANEEL definir do déficit incorrido pelas concessionárias em função de sua implementação. A metodologia de cálculo do déficit foi estabelecida pela Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, e consiste, basicamente, em recompor o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido na última revisão tarifária.

Nos reajustes tarifários de 2007 e 2008 foram concedidos a CELPE componentes financeiros no valor de R\$ 35.441.801,03 e R\$ 18.658.326,25, respectivamente, a título de adiantamento para fazer frente ao déficit incorrido na execução do Programa Luz para Todos. Agora, com base na metodologia vigente, foi apurado o valor total déficit no primeiro ciclo tarifário devendo os adiantamentos recebidos nos anos anteriores serem descontados com a devida correção pelo IGPM da Fundação Getúlio Vargas.

Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294/2007, foi calculado um componente financeiro final de no valor de **R\$ 7.523.342,91** a ser considerado nesta revisão, resultado de um déficit total de R\$ 68.446.352,14 , relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa, deduzido os adiantamentos concedidos em 2007 e 2008 atualizados pelo IGPM no valor de R\$ 60.923.009,24 .

x) **Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição:** Consiste da apuração das diferenças entre os custos efetivamente pagos pela CELPE com Contratos de Uso de Distribuição - CUSD com outras concessionárias e a cobertura tarifária concedida no reajuste anterior. Esse cálculo se faz necessário na medida em que as tarifas de uso das concessionárias são reajustadas de forma não concatenada.

Os valores dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição pagos pela CELPE, no período de abril de 2008 a março de 2009, relativos aos contratos (CUSD) mantidos com a CEAL, SAELPA e Cooperativas Rurais, foram ajustados financeiramente totalizando um valor de **R\$ 395.612,20**, aí incluído a alíquota de PIS/COFINS praticadas pelas mesmas.

xi) **Repasso de Sobrecontratação de Energia**, conforme o art. 38 do Decreto nº 5.163/04, o qual determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O valor do repasse de sobrecontratação para o ano de 2008 adicionado às diferenças apuradas nos anos anteriores totalizou **R\$ 15.605.447,46**.

xii) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêm mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. O valor de exposição apurado para a CELPE para 2008, foi de **-R\$ 3.583.360,22**.

xiii) Diferimento da Revisão tarifária de 2005 (Delta PB): Em abril de 2006 foi aprovado o resultado definitivo da primeira Revisão Tarifária Periódica da CELPE, cujo reposicionamento tarifário final foi de 23,57%.

Em função do impacto tarifário de 23,57% sobre os consumidores da empresa, seguindo o princípio da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão, o reposicionamento foi implementado em duas etapas. A primeira etapa correspondente ao percentual de 12,50% foi considerado em abril de 2005, a segunda etapa equivalente à diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de 23,57% e 12,5% foi diferida em parcelas anuais, no valor estimado de R\$ 115.278.297,18 (base: abril de 2006) para serem acrescidas à Parcela B da concessionária nos anos de 2006 a 2008.

A última parcela do diferimento deveria ter sido incorporada a base econômica da concessionária no reajuste tarifário de abril de 2008, entretanto, em razão do cenário de elevação de custos observados à época, dentre os quais se destacam a grande variação do IGPM e dos saldos da CVA optou-se por postergar a aplicação desta última parcela por mais um ano, ou seja, para abril de 2009.

Portanto, no atual processo tarifário está sendo repassado às tarifas, na forma de um componente financeiro externo, a última parcela do diferimento da Revisão Periódica de 2005, cujo valor devidamente atualizado pelo WACC e IGPM-Xa totalizou **R\$ 161.077.329,02**.

xiv) Última parcela da RTE de 2004: O Despacho ANEEL nº 892, de 08 de novembro de 2004, que reconheceu o direito da CELPE ao ressarcimento a um passivo financeiro no valor de R\$ 128.551.175,48 (abril/2005), a ser diferido em quatro parcelas anuais (2005-2008) na forma de componentes financeiros externos ao cálculo tarifário econômico. Valor este que representa os custos incorridos pela distribuidora com aquisição de energia no período de maio a outubro de 2004, sem a devida cobertura tarifária, da UTE Termopernambuco.

A última parcela deste passivo deveria ter sido repassada ao cálculo tarifário no reajuste de abril de 2008, mas pelas mesmas razões já destacadas anteriormente optou-se por postergar esta última parcela para abril de 2009.

Portanto, no atual processo tarifário está sendo repassada às tarifas na forma de um componente financeiro externo a última parcela do passivo da RTE, cujo valor atualizado pelo IGPM totalizou **R\$ 36.717.919,84**.

xv) Remuneração dos Ativos de Conexão dos consumidores ligados em A1. Referente a parcela de remuneração de ativos e encargo de conexão das instalações associadas a SE Pirapama II de 230 kV, compartilhada pelos consumidores Alcoquímica, Petroflex e M&G.

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Como essa despesa está incorporada nas parcelas A e B da receita requerida no cálculo tarifário, o valor de encargo pago por esses consumires à CELPE deve ser revertido como um financeiro negativo para os demais. O valor total, resultado da soma das parcelas de uso das instalações de distribuição e de conexão à Rede Básica, foram calculados pela SRD e SRT e resultaram no valor de **-R\$ 348.374,12**.

xvi) **Garantias Financeiras da Leilões:** Custo incorrido pela CELPE para constituição de garantias financeiras, na modalidade fiança bancária, para contratação de energia regulada. O valor total fiscalizado pelo SFF foi de **R\$ 60.179,12**

192. O conjunto de todos os componentes financeiros totalizou o valor de **R\$ 350.858.410,94** que será incorporado as tarifas da distribuidora pelos próximos 12 meses.

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

193. Observa-se, pelo exposto, que o cumprimento coordenado, conforme previsto nos contratos de concessão, das etapas do processo de revisão tarifária periódica, compostas de: i) fixação de tarifas (reposicionamento) no início do novo período tarifário, atendendo ao conceito de "custos eficientes de operação"; ii) fixação do Fator X, de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas à gestão da concessionária distribuidora durante o período tarifário que se inicia com a revisão, permite obter todos os objetivos fundamentais de um regime de regulação por incentivos, quais sejam:

i) Estimular a concessionária de distribuição a buscar eficiência e redução de custos ao longo do período tarifário que se inicia com a revisão tarifária, uma vez que poderá se apropriar dos benefícios derivados dessa redução durante esse período;

ii) Assegurar que, ao início do novo período tarifário, sejam transferidos aos consumidores todos os ganhos de eficiência que a concessionária esteve em condições de obter durante o período anterior mediante uma gestão eficiente, definida por meio de parâmetros representativos "externos", isto é, não vinculados com o desempenho efetivo da concessionária. Essa transferência se realiza de forma independente do fato de a concessionária ter ou não explorado o potencial de ganhos de eficiência e se apropriado, total ou parcialmente, desses ganhos de eficiência;

iii) Garantir a transferência aos consumidores dos ganhos de produtividade obtidos na gestão do setor que possam ser produzidos durante o período tarifário que se inicia, em virtude de mudanças na escala do negócio e outras razões, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos "custos operacionais eficientes" fixados no reposicionamento tarifário.

194. Em síntese, em face das abordagens adotadas pelo regulador na revisão tarifária, o reposicionamento tarifário e o Fator X obrigam as concessionárias a prestar o serviço com eficiência para não incorrerem prejuízos no segundo período tarifário.

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

195. Importa ressaltar que os resultados obtidos são a consequência da aplicação de metodologias que pretendem refletir, na prática, a missão essencial do Regulador de um serviço com características de monopólio natural como é o caso da distribuição de energia elétrica: garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência. Como já exposto, os clientes cativos, isto é, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o prestador do serviço, têm o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação aplicável – em especial, o contrato de concessão – e de pagar uma tarifa justa. O prestador do serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de obter um adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado.

196. Por fim, de forma a visualizar a participação de cada componente na receita total da distribuidora são apresentados a seguir os gráficos onde se destaca a composição da receita da empresa sem e com efeitos financeiros, bem como a participação relativa das Parcelas A e B no total da receita.

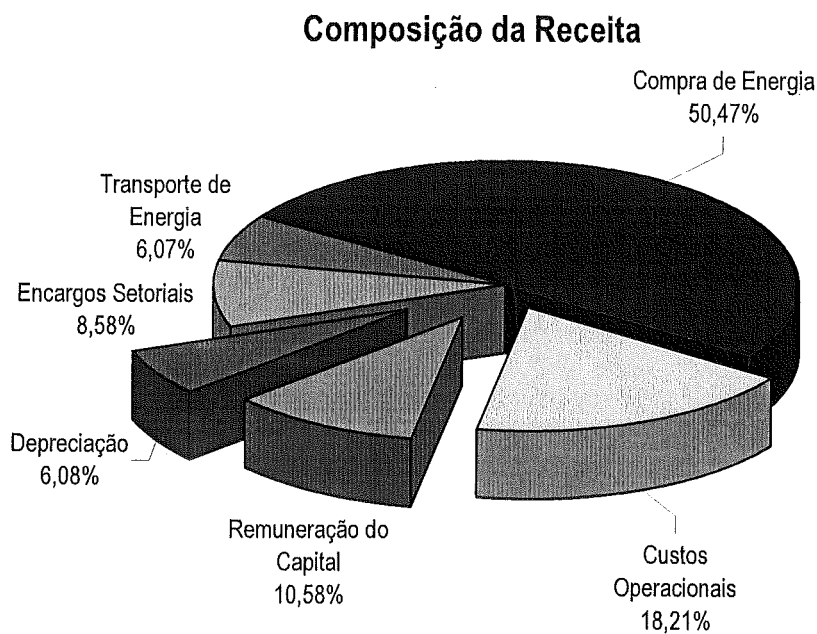


Figura 9: Composição da Receita da Concessionária (sem financeiros)

(Fls. 54 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

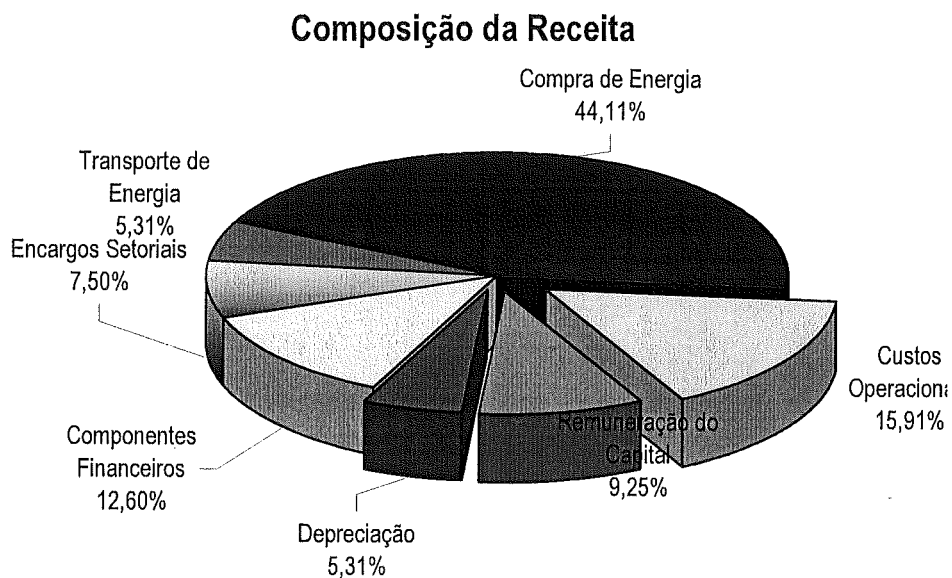


Figura 10: Composição da Receita da Concessionária (com financeiros)

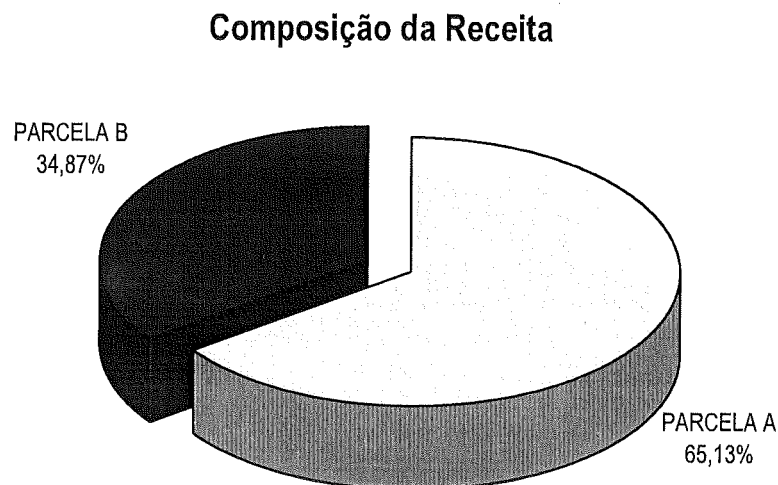


Figura 11: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

(Fls. 55 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

197. O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu o denominado **regime de preços máximos**, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária.

198. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica. Portanto, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo a ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

"Art. 9...

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro."

199. Da mesma forma, o art. 29 da referida Lei estabelece que:

"Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato".

200. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

201. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Conforme estabelece o contrato de concessão da CELPE, de nº **026/2000**, em sua cláusula sétima:

"Sétima Subcláusula - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos."

202. Outro aspecto a ser considerado é a apropriação de ganhos de produtividade. De fato, é inerente ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica a fixação das tarifas no contrato e seu posterior reajuste ou revisão pela agência reguladora, nos termos do contrato,

(Fls. 56 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

com a devida **apropriação de ganhos de produtividade**, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da referida Lei 9.427/96:

"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

[...]

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

[...]

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

[...]

IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato."

VIII. CONCLUSÕES

203. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, são apresentados na tabela a seguir os índices de reposicionamento tarifário para cada um dos resultados, considerando-se a receita com e sem efeitos financeiros.

Tabela 21: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R\$]	[%]
Receita Requerida Líquida	R\$ 2.424.303.946,98	
Receita Verificada	R\$ 2.583.410.606,91	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-6,16%
FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO		14,47%

(Fls. 57 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO
(considerando o efeito dos financeiros)

8,31%

IX. ANEXOS

204. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Metodologia e Cálculo do Fator X.
- Anexo IV – Apuração das Perdas de Energia

HERMANO DUMONT VERONESE
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica



ANEEL

AGÊNCIA NACIONAL DE
ENERGIA ELÉTRICA

**SUPERINTENDÊNCIA DE
REGULAÇÃO ECONÔMICA**

**Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL
Brasília, 19 de abril de 2013**

RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA AP 008/2013

NÍVEL TARIFÁRIO

(Fl. 2 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

Nota Técnica nº 133/2013–SRE /ANEEL

Em 19 de abril de 2013.

Processo n.º 48500.000947/2012-58

Assunto: Análise das contribuições à Audiência Pública nº 008/2013 que trata do nível de reposicionamento tarifário relativo à terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

I. OBJETIVO

Dar publicidade à avaliação feita pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, da ANEEL, a respeito das contribuições trazidas no âmbito da AP 008/2013, correlacionadas com o nível de reposicionamento tarifário da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

II. DOS FATOS

2. Em 05/02/2013, a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 008/2013, com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta da terceira revisão tarifária periódica – 3RTP - da CELPE. A sessão presencial da AP foi realizada em 28/02/2013, na cidade de Recife/PE, e o período aberto à apresentação de contribuições esteve compreendido entre 05/02/2013 a 08/03/2013.

III. ANÁLISE

3. As contribuições estão apresentadas sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública com o objetivo de apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço www.aneel.gov.br no link Audiências/Consultas/Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor. As contribuições estão agregadas por temas. Para cada tema, são apresentadas todas as contribuições que o

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 3 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

abordaram. A resposta será apresentada por tema, e buscará contemplar todos os pontos levantados pelas contribuições de forma direta ou indireta, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final. É importante ressaltar que boa parte das contribuições foi respondida, direta ou indiretamente, no corpo das Notas Técnicas que tratam de cada tema específico.

CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À AP 008/2013

1) PARCELA A

1.1) ENCARGOS SETORIAIS

1.1.1) ESS/EER

Contribuição da CELPE

"A CELPE entende que alguns valores dos Encargos Setoriais ainda são provisórios e solicita que sejam substituídos pelos valores definitivos até a apresentação da proposta final a concessionária. Com relação ao ESS, é importante que a ANEEL verifique se este valor é compatível com as atuais expectativas desse encargo considerando o atual nível dos reservatórios e a previsão dos despachos das UTE's fora da ordem de mérito. Nesse sentido, diante de uma expectativa de uma maior participação da geração térmica, solicita que seja considerada uma provisão compatível com essas expectativas para evitar comprometimento do fluxo caixa da concessionária."

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada. Os encargos em caráter provisório serão substituídos por seus valores finais para a proposta final. Especificamente em relação ao ESS, os valores contidos na proposta preliminar datam de janeiro de 2013 e levavam em conta a situação conjuntural e de risco hidrológico vivenciada naquele momento. Entretanto, devido à publicação recente de novo dispositivo legal, a forma de repasse às tarifas dos custos relacionados ao Encargo de Serviços do Sistema foi alterada. Conforme estabelecido no o inciso II do art. 4º-A do Decreto 7.891 (incluído pelo Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013), o ESS contabilizado mensalmente pela CCEE, exclusivamente por razão de despacho fora da ordem de mérito, deve ser repassado para as distribuidoras via CDE, até dezembro de 2013. Em vista disso, a ANEEL considerará, no cálculo da previsão de ESS para a CELPE, apenas os custos relacionados à restrição operativa e prestação de serviços ancilares.

É importante ressaltar que esses repasses implicam um diferimento de custos aos consumidores, que deverão pagar esses custos num perfil mais suave a partir da recomposição do fluxo de recursos da CDE com uma apuração individualizada das cotas desse encargo.

Contribuição da Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos do Estado de Pernambuco

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 4 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

"Conforme a metodologia adotada pela ANEEL no processo de revisão tarifária em desenvolvimento, o "Encargo do Serviço do Sistema – ESS" insere-se no sub-item 1.1 – Encargos Setoriais, computado no grupo dos não gerenciáveis (Parcela A) pelas distribuidoras e, dessa forma, são repassados integralmente para a tarifa.

De acordo com o item III.3.3, sub-item 16 da Nota Técnica nº 33/2013 – SRE/ANEEL, o ESS se destina a I- custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada sub-mercado; II- a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; entre outros.

Verifica-se na Tabela 20 da Nota Técnica nº 33/2013-SRE/ANEEL que o Encargo de Serviço do Sistema – ESS foi onerado em 297,9% nesse estudo tarifário. Esse fato é resultado do excedente de geração de usinas termelétricas para compensar o baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas verificado a partir de outubro de 2012.

O custo adicional dessa geração térmica implicará em um repasse equivalente a 126 milhões de reais para tarifa da CELPE.

Muito embora essa prática esteja atualmente prevista nos regulamentos, é de se considerar que a necessidade de acionar as usinas termoeletricas à sua plena capacidade é decorrente de uma deficiência na gestão da oferta de energia do país levando os reservatórios das usinas hidroelétricas aos níveis verificados no ano de 2001, quando aconteceu o último racionamento de energia no Brasil. É preciso, também, ponderar que os reservatórios das UHE somente atingiram esses níveis críticos por conta do atraso dos cronogramas de construção e operação de um número expressivo de UHE's, PCH's e usinas Eólicas, além do descompasso que levou a constatação atual da existência de usinas de geração prontas para operar, aguardando a construção das linhas de transmissão para que a sua energia possa ser disponibilizada para uso da população.

Assim, não é justo penalizar os consumidores da CELPE com um aumento substantivo de 4,54% na tarifa da concessionária por um fato ocasionado pela deficiência da gestão da oferta da energia elétrica no país, sobre a qual o usuário não tem nenhum tipo de gerência e responsabilidade.

Para corrigir essa distorção, propomos que o Poder Concedente, representado pelo Governo Federal, encontre mecanismos de compensação a exemplo do que foi adotado na fundamentação da Lei Federal nº 12.783 que regulamentou a redução das contas de energia praticada em janeiro de 2013, de modo que esse custo adicional não seja repassado na tarifa da CELPE.

A configuração de uma solução conforme os argumentos apresentados, resultará numa redução de 4,54% no Índice de Reposicionamento Tarifário da CELPE.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada.

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. A Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007, em seu art. 2º, estabelece que:

"Extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE".

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 5 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

O §3º do artigo 3º da mesma Resolução define que:

“O custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional - SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.”

Dessa forma, a citada Resolução representa dispositivo legal que prevê o despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito por decisão do CMSE e a cobrança do respectivo custo adicional mediante o Encargo de Serviços do Sistema, rateado proporcionalmente ao consumo médio de **todos** os agentes com medição no SIN.

A atual situação conjuntural vivenciada pelo país desde outubro de 2012, com índices pluviométricos bem abaixo das médias históricas, levou os principais reservatórios do País a atingirem níveis críticos. Como consequência, o CMSE decidiu despachar todo o parque termelétrico nacional, por questões de segurança energética e visando à recuperação dos níveis dos reservatórios. Cabe deixar claro que essa situação é transitória e conjuntural, e ao contrário de 2001, hoje o Brasil conta com capacidade instalada suficiente para atender a demanda de energia.

Assim, a ANEEL entende que a elevação do valor do Encargo de Serviços do Sistema por questões de segurança energética é um evento temporário, devendo cessar tão logo os reservatórios atinjam níveis seguros. Sua cobrança aos consumidores de todo o país proporcionalmente ao seu consumo encontra embasamento legal na Resolução CNPE nº 8/2007.

No entanto, devido à publicação recente de novo dispositivo legal pelo Governo Federal, a forma de repasse às tarifas dos custos relacionados ao Encargo de Serviços do Sistema foi alterada. Conforme estabelecido no inciso II do art. 4º-A do Decreto 7.891 (incluído pelo Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013), o ESS contabilizado mensalmente pela CCEE, exclusivamente por razão de despacho fora da ordem de mérito, deve ser repassado para as distribuidoras via CDE, até dezembro de 2013. Em vista disso, a ANEEL considerará, no cálculo da previsão de ESS para a CELPE, apenas os custos relacionados à restrição operativa e prestação de serviços ancilares.

É importante ressaltar que esses repasses implicam um diferimento de custos aos consumidores, que deverão pagar esses custos num perfil mais suave a partir da recomposição do fluxo de recursos da CDE com uma apuração individualizada das cotas desse encargo.

1.2) TRANSPORTE DE ENERGIA

1.2.1) Rede Básica

Contribuição da CELPE

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 6 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

“Os montantes utilizados para definição dos valores dos encargos de uso da Rede Básica e Rede Básica Fronteira na proposta ANEEL apresentada em Audiência Pública ainda não levava em consideração o 18º Termo Aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão nº 092 – CUST 092/2002, assinado em 14 de janeiro de 2013. Dessa forma, a CELPE solicita que os montantes de uso sejam substituídos pelos valores do Termo Aditivo nº 18 ao CUST 092/2002, o que resulta nos seguintes valores para os encargos de uso da Rede Básica e Rede Básica Fronteira.”

Rede Básica	R\$ 46.687.630,15
Rede Básica Fronteira	R\$ 15.107.241,28

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada. Por meio do Memorando nº069/2013-SRT/ANEEL, a Superintendência de Regulação de Serviços de Transmissão – SRT informou os novos valores de Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão, levando em consideração o 18º Termo Aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão nº 092 – CUST 092/2002, assinado em 14 de janeiro de 2013, os quais foram incorporados aos cálculos. No entanto, os valores finais dos encargos de uso de rede básica divergiram do valor pleiteado pela concessionária devido à retirada do encargo associado ao ponto de conexão Suape III nos meses de agosto e setembro de 2012, já que a CELPE concluiu a conexão de sua primeira de linha à Subestação Suape III apenas em 1º de outubro de 2012.

1.2.2) Uso do Sistema de Distribuição

Contribuição da CELPE

“Na proposta da ANEEL, para se determinar as despesas de Uso do Sistema de Distribuição em relação à CEAL no subgrupo A3, devem ser considerados os montantes contratados conforme o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição celebrado entre a CEAL e a CELPE (CUSD 099/2006), o qual apresenta um valor de 3.139 kW no posto horário de ponta e 3.115 kW na fora de ponta, ambos para o período de maio a dezembro de 2012. Dessa forma, a CELPE solicita que os montantes de uso sejam substituídos pelos valores do 2º Termo Aditivo ao CUSD 099/2006.”

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. Considerados os montantes de potência e demanda contratados de Uso do Sistema de Distribuição em relação à CEAL no subgrupo A3, conforme o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição celebrado entre a CEAL e a CELPE (CUSD 099/2006).

1.2.3) Montantes de energia associada ao CUSD

Contribuição da CELPE

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 7 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

"De acordo com o Submódulo 7.1 do PRORET, parágrafo 18 inciso VI, existe um custo de CUSD associado à energia em MWh, que não era cobrado anteriormente. Considerando que as duas concessionárias que prestam esse serviço à CELPE (Energisa Paraíba e CEAL) passarão por revisão tarifária posteriormente à CELPE, faz-se necessário que seja considerada uma estimativa desse custo. Eventuais diferenças podem ser ajustadas no reajuste subsequente, mediante apuração do componente financeiro "Ajuste CUSD". Para que haja cobertura deste custo no período tarifário informa-se a seguir os montantes de energia realizados para o período de abr/12 a fev/13 e previstos para mar/13, para ser considerado no cálculo mencionado do CUSD:

Empresas – Tensão	Energia Faturada (Abr/12 a Mar/13) (MWh)
Ceal - 69 kV	15.861,43
Ceal - 13,8 kV	2.598,83
Total Ceal	18.460,26
Energisa PB - 69 kV	31.812,46

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. A ANEEL procedeu conforme Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do contrato de concessão e conforme Submódulo 2.1 do PRORET, os quais dispõe que a receita anual de uso dos sistemas de distribuição deve ser calculada considerando-se os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data da revisão tarifária periódica.

1.3) COMPRA DE ENERGIA

1.3.1. Montantes de compra de energia

Contribuição da CELPE

"A proposta da ANEEL considera 631.892 MWh de montante de reposição em função do vencimento dos contratos em 2012, que são valorados pelo preço médio dos CCEAR de energia existente (R\$ 129,80/MWh). Ao mesmo tempo considera uma sobra de 1.909.728 MWh valorada pelo preço médio dos contratos de energia existente e nova, elevando-o para R\$ 162,66/MWh. O montante de reposição em função do vencimento dos contratos em 2012 não se realizou, bem como não se tem certeza da realização de parte dele, por outro lado se valora uma suposta sobra a valores superiores, fazendo com que a despesa de compra de energia reduza. O próximo leilão previsto para jun/13 de A-0 não tem grandes expectativas pelo mercado de oferta de disponibilidade, principalmente nesse nível de preço, visto o alto custo da energia no curto prazo. Já houve recentemente a frustração do MCS D ex-post. Nesse sentido, solicitamos excluir os montantes de reposição, tendo em vista a não realização do leilão de A-1 ou considerar para esse montante valoração mais provável do que venha a ser o resultado de um leilão, da ordem de R\$ 200/MWh, tendo em vista o que está sendo praticado pelo mercado livre."

Resposta SRE/ANEEL

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 8 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

Contribuição não acatada. A publicação do Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013 incluiu a exposição no mercado de curto prazo decorrente da não adesão à prorrogação das concessões de geração de energia no rol de custos possíveis de serem cobertos com recursos da CDE. Em virtude disso, e respeitando o artigo 7º-A da REN nº 421/2010, a ANEEL continuará considerando o montante de reposição valorado ao preço médio dos CCEARs de energia existente como cobertura tarifária para a CELPE. Eventuais exposições de curto prazo decorrentes da não adesão à prorrogação das concessões de geração e vencimentos de contratos em 2012 poderão ser cobertas pela CDE ao final de cada mês.

1.3.2. Tarifas dos contratos por disponibilidade

Contribuição da CELPE

"Na compra de energia, para a previsão das tarifas dos contratos por disponibilidade, em geral, de origem térmica, nos cálculos da parcela variável em relação ao CVU, a ANEEL está adotando uma previsão de PLD médio de R\$ 112,42/MWh para os próximos 12 meses (fev/13 a jan/14) e um montante de Encargo de Serviços de Sistema no valor de R\$ 168,9 milhões. Ambos os valores, não estão compatíveis com as condições eletroenergéticas atuais e previstas para o SIN (Sistema Interligado Nacional), conforme, detalhes a seguir.

[...]

Em função do exposto anteriormente, a CELPE solicita a adoção de um PLD médio para o cálculo da parcela variável dos contratos de disponibilidade acima de R\$ 200,00/MWh, preço este compatível com as expectativas hoje do mercado de energia livre e para o PLD do período dos próximos 12 meses. Diante do exposto, a CELPE solicita a utilização do PLD previsto pelo CCEE, que é o órgão responsável pela divulgação do PLD, calculado com base no deck do NEWAVE da CCEE, para o PMO de mar/13, de R\$ 267,01/MWh, na determinação das tarifas dos contratos por disponibilidade. Alternativamente, poderia ser considerada uma probabilidade entre as projeções do CCEE e do ONS. Por exemplo, num cenário com 60% de chance de ocorrer o PLD do CCEE e 40% de ocorrer o PLD do ONS teríamos um PLD de R\$ 205,38/MWh, compatível com os cenários acima expostos.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada. Em 08 de março de 2013, foi publicada a Resolução CNPE nº 03/2013 que, dentre outras coisas, alterou a metodologia de cálculo do PLD ao considerar parte do custo adicional gerado pelo despacho fora de ordem de mérito das usinas termelétricas. A ANEEL adotou um Preço de Liquidação de Diferenças -- PLD de R\$ 295,06 para precificar os contratos por disponibilidade da CELPE. Este valor está em linha com a simulação com o modelo Decomp dos arquivos de dados do estudo prospectivo da revisão 0 do Programa Mensal de Operação - PMO de abril de 2013 informado pelo ONS, e já contemplam a mudança da metodologia de cálculo de PLD da Resolução CNPE nº 03/2013. Estão sendo considerado os 3 primeiros meses com todas as termelétricas despachadas fora do mérito, de junho a novembro apenas as termelétricas a gás e a partir de dezembro nenhuma termelétrica fora do mérito.

1.3.3. Risco Hidrológico

Contribuição da CELPE

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 9 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

“A Lei 12.783/13, resultante da conversão da MP 579, alocou nas distribuidoras o risco hidrológico decorrente do regime de cotas de garantias físicas de energia e de potência, com direito à repasse nas tarifas:

[...]

Entendendo que o valor relativo a jan/13 será coberto pela CVA de Energia ou outro mecanismo, é preciso promover na tarifa cobertura suficiente para enfrentar esse custo para o período futuro”.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada. A publicação do Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013 incluiu a exposição no mercado de curto prazo decorrente do risco hidrológico das cotas no rol de custos possíveis de serem cobertos com recursos da CDE. Mensalmente, a ANEEL editará ato normativo competente para comandar à Eletrobras o pagamento dos recursos às concessionárias de distribuição, a título de repasse de CDE, a partir dos valores devidamente contabilizados e informados pela CCEE.

1.3.4. Tarifa de Contrato Bilateral

Contribuição da CELPE

“Para o contrato bilateral com a Termopernambuco, a CELPE ressalta a importância de se incorporar no cálculo da tarifa de repasse os valores da Parcela Compensatória (PC) prevista na Portaria Interministerial MF/MME nº 234/2002. As parcelas compensatórias, cujos valores são adicionados a cada componente do preço do gás natural fornecido às usinas termelétricas do PPT equivalem a uma CVA do gás pago pelo gerador. Segundo informações preliminares, o valor é de 0,7110.”

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. Conforme Memorando nº 104/2013-SEM/ANEEL, de 2 de abril de 2013, que encaminhou nova memória de cálculo do preço de repasse para 2013 da UTE Termopernambuco, foram considerados os valores das Parcelas Compensatórias (PC) componentes do preço do gás natural fornecido à UTE.

2) PARCELA B

2.1) OUTRAS RECEITAS

2.1.1) Alíquotas utilizadas para de PIS/COFINS

Contribuição da CELPE

“Observou-se diferenças entre as alíquotas tributárias consideradas pela ANEEL com aquelas informadas pela CELPE. Tem-se que as alíquotas de ISS e IRPJ/CSLL são idênticas. Entretanto, há uma diferença nos percentuais de PIS/COFINS. Essa diferença é explicada pela utilização por parte da ANEEL das alíquotas efetivas da CELPE calculada com base nos dados do SAMP, ao invés das alíquotas nominais. Cabe mencionar que a ANEEL está calculando as alíquotas efetivas com base nos valores faturados pelas concessionárias na prestação do serviço de distribuição de energia. Entretanto, entende-se que as alíquotas deveriam ser aquelas relacionadas com o custo adicional incorrido no faturamento de Outras Receitas, dado que para esses contratos

** A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.*

(Fl. 10 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

não existe a possibilidade de utilização de créditos como ocorre no caso da compra de energia e uso do sistema de transmissão. No processo de apuração da alíquota efetiva, foi orientado pela Agência a utilização apenas das receitas associadas ao fornecimento e uso do sistema, por outro lado, todos os créditos são repassados para o consumidor, uma vez que a maior parte se refere à compra de energia, rede básica, PROINFA e depreciação. A AP 014/05 tratou do tema propondo por meio da Nota Técnica nº 115/2005– SFF/SRE/ANEEL alguns procedimentos dentre os quais a seguinte base de cálculo, estritamente de receitas tarifárias:

[...]

Na ocasião, em 2005, além de definir os critérios de apuração da alíquota efetiva, a ANEEL também apurou e homologou as bolhas de PIS e COFINS desde a mudança da legislação em 2002 e 2003. Em todo o processo, sempre foi orientado que na apuração da bolha e das alíquotas, somente deveriam ser consideradas as receitas vinculadas às tarifas. Houve discussões, por exemplo, sobre serviço taxado, o qual, não foi aceito para ser incluído no rol das receitas para essas apurações, bem como não foi considerada as demais contas de outras receitas. Ou seja, a alíquota efetiva utilizada no faturamento, não foi calculada considerando as Outras Receitas, nem sequer serviço taxado. Por outro lado, é preciso esclarecer que os créditos, são em sua maioria compostos por compra de energia, rede básica, PROINFA e depreciação. Os demais, numa proporção infinitamente inferior, se referem à compra de materiais, serviços e aluguéis, que como são associadas ao serviço de distribuição são todos repassados para o cálculo da alíquota efetiva, não sendo identificado nenhum crédito específico de Outras Receitas. Por exemplo, ao faturar aluguel de poste ou serviço taxado, não existe nenhum crédito adicional, que já não tenha sido computado no serviço de distribuição, pois, afinal se a Outra Receita trata de compartilhamento de infraestrutura, os referidos custos já estão computados no serviço normal de distribuição e, portanto, já foram revertidos em créditos na apuração da alíquota efetiva no próprio serviço de distribuição. Tanto que, no PRORET no cálculo das Outras Receitas para modicidade para os itens de serviço taxado e aluguel de poste, já é admitido não haver despesas adicionais senão aquelas já cobertas pela tarifa, como segue:

[...]

Demais atividades de Outras Receitas como convênios de arrecadação, serviços de operação e manutenção não geram despesas distintas que já não tenham sido ser reconhecidas como créditos no recolhimento do PIS/COFINS. Assim, na medida em que a concessionária fatura um item de Outra Receita, o custo incorrido adicional com o PIS/COFINS é o nominal de 9,25%. Assim, a CELPE solicita que para Outras Receitas seja considerada a alíquota efetivamente incorrida de 9,25%, exceto para o Encargo de Conexão.”

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. As alíquotas consideradas para o PIS/COFINS ficaram em 9,25%.

2.2) PERDAS NÃO TÉCNICAS

Contribuição da CELPE

...

...

“Cabe ainda ressaltar que nos estudos procedidos pela ANEEL para definir a proposta regulatória de 14% foram utilizados dados de 2011. A CELPE entende que não faz mais sentido adotar um período tão distante da data da

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 11 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

3ª RTP da concessionária, 29 de abril de 2013, tendo em vista que a base de dados de 2012, necessária para os estudos, já está disponível. Portanto, a CELPE solicita que sejam utilizados os valores de perdas elétricas das empresas brasileiras relativas ao ano civil de 2012 na definição do nível de perdas para o 3º ciclo”.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. O Submódulo 2.6 do PRORET, que trata das perdas de energia, define na seção 4.1, que as informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – SAMP. Define também a periodicidade das informações utilizadas, conforme transcrito abaixo:

“A base inicial será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2009, que será usada para definição das perdas das empresas que passarão por revisão no 1º semestre de 2011. Para as revisões do 2º semestre de 2011 e as do 1º semestre de 2012 a base será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2010, e assim por diante.”

Logo, a base de dados utilizada pela ANEEL para apurar as perdas não técnicas da CELPE foi a do ano civil de 2011, conforme estabelecido no PRORET.

Contribuição da CELPE

...
...

“Dado o contexto apresentado, a CELPE solicita que seja estabelecido como nível de PNT/BT para o 3º ciclo um índice maior que a meta definida no 2º ciclo, uma vez que conforme demonstrado anteriormente, a meta (14%) foi definida num contexto distinto e com base numa metodologia não tão aprimorada como esta do 3º ciclo.”

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. O percentual regulatório de 14% adotado pela ANEEL foi estabelecido conforme o Submódulo 2.6 do PRORET e corresponde ao menor valor entre a meta definida no 2CRTP (14%) e o mínimo histórico alcançado pela distribuidora (15,97%). A ANEEL entende que esse valor é compatível com a realidade e complexidade da área de concessão da distribuidora.

Contribuição da Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos do Estado de Pernambuco

A SRHE apresenta os percentuais e trajetórias de perdas técnicas e não técnicas estabelecidos na Revisão Tarifária do Segundo Ciclo da CELPE, em 2009. O percentual de perdas técnicas (sobre a energia injetada) estabelecido naquela ocasião foi de 8,34% e os percentuais de perdas não técnicas (sobre o mercado BT) apresentavam uma trajetória decrescente, partindo de 16,34% no ano teste, até chegar em 14,00% no ano teste +3, o que representava uma redução média de 5% ao ano (conforme Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL). A

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 12 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

SRHE propõe a manutenção dos limites de perdas técnicas estabelecidos na Revisão do 2º Ciclo, de 8,34%, e a manutenção da trajetória descendente, com diminuição de cerca de 5% ao ano, para as perdas não técnicas.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada.

Conforme Nota Técnica nº 054/2013-SRD/ANEEL, o percentual de perdas técnicas apurados pela SRD -- Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição foi de 8,103%. Posteriormente, a SRE fez um ajuste, excluindo o mercado correspondente aos consumidores A1 da base de cálculo do índice. Esses consumidores em geral se conectam diretamente nas instalações de Rede Básica ou por vezes através de rede de propriedade da concessionária, de pequena extensão, que fazem fronteira entre o seu ponto de entrega e a Rede Básica. Independente do caso, a participação desses consumidores na formação das perdas técnicas da distribuidora pode, na maioria das vezes, ser considerada desprezível se comparada a todo o restante da rede da concessão. Esse entendimento está em consonância com o disposto na REN n.º 166/2005, que estabelece a não aplicação da TUSD-Perdas Técnicas aos consumidores do subgrupo A1. O valor ajustado final de perdas técnicas a ser considerado nesta Revisão Tarifária da CELPE ficou em 8,22%, portanto, menor que o pleiteado pela de Recursos Hídricos e Energéticos do Estado de Pernambuco.

Com relação às perdas não técnicas, conforme estabelecido no Submódulo 2.6 do PRORET, o ponto de partida para o referencial regulatório é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no 2CRTP e o mínimo histórico alcançado pela distribuidora. A meta definida para a CELPE no 2CRTP foi de 14,00%, valor este menor que o mínimo histórico alcançado pela distribuidora no período, de 15,97%, e, portanto, adotado como ponto de partida a ser considerado para as perdas não técnicas da concessionária.

Já para a definição das trajetórias, a abordagem adotada pela ANEEL é a da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão semelhantes. Tal comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação. A meta final calculada a partir do ranking considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. O nível médio de perdas não técnicas das empresas *benchmarks* passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução. Para a CELPE, a meta final resultante da comparação com as perdas de seu *benchmark*, a saber, a COELCE, resultou num valor de 15,64%, valor acima do ponto de partida definido anteriormente. Portanto, como o ponto de partida das perdas não técnicas já está abaixo da meta final estabelecida, não há o que se falar em trajetória de redução ao longo do ciclo. Este valor define o referencial regulatório de perdas não técnicas a ser reconhecido nas tarifas da CELPE durante todo o próximo ciclo tarifário, representando um nível de perdas compatível com as complexidades inerentes à sua área de concessão, e ao mesmo tempo, sinalizando à concessionária uma busca por maior eficiência na sua gestão de perdas, cujos níveis reais se encontram num patamar superior.

Contribuição da Câmara dos Deputados – Gabinete do Deputado Eduardo da Fonte

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 13 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

O Deputado Eduardo da Fonte argumenta que o índice de perdas elétricas é um risco inerente à atividade de distribuição de energia elétrica e deve ser assumido pelo acionista. Defende que o nível regulatório de perdas definido pela ANEEL e que é repassado às tarifas não representa um incentivo para que as concessionárias reduzam seus níveis de perdas e penaliza os consumidores que pagam suas faturas em dia. Requer, por fim, que a CELPE seja obrigada a abrir o seu índice de perdas não técnicas para expurgar a parte relativa à inadimplência, erros de medição ou de faturamento.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada.

A metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas a serem utilizadas no terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi objeto da Audiência Pública nº 40/2010, bem como integra o Submódulo 2.6 do PRORET, aprovado mediante a Resolução Normativa nº 457/2011. Na ocasião da Audiência Pública, os aspectos metodológicos foram amplamente discutidos, as contribuições foram analisadas e, quando pertinentes, foram levadas em consideração na definição da metodologia aprovada. Logo, a forma de cálculo das perdas não técnicas e consequente repasse tarifário não é objeto desta Audiência Pública, que visa tão somente colher e analisar as contribuições que tratam do nível de reposicionamento tarifário relativo à terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. Contudo, é importante frisar que as perdas não técnicas são consideradas um problema parcialmente gerenciável pela concessionária. Nesse contexto, a fixação do nível regulatório de perdas ou trajetória deve sinalizar para uma busca permanente de maior eficiência no combate as perdas não técnicas pelas empresas de distribuição de energia elétrica. A fixação deste limite deve considerar fatores não gerenciáveis, presentes em cada área de concessão, muitas vezes relacionados a questões socioeconômicas, e por outro lado impedir que sejam repassadas às tarifas fatores relacionadas à ineficiência das distribuidoras no combate das perdas não técnicas, cuja responsabilidade é exclusiva delas.

As maiores causas das perdas não técnicas decorrem das práticas de desviar energia por meio de uma conexão clandestina ao sistema elétrico da concessionária (furto de energia), e da manipulação dos medidores, com a intenção de reduzir ou eliminar o valor medido na unidade consumidora (fraude). Existe também a perda comercial por irregularidade técnica, quando há um mau funcionamento ou impedimento do funcionamento do medidor, e que, por averiguação da empresa, não foi provocado propositadamente. Por fim, existem as chamadas perdas comerciais administrativas, parcela muito pequena quando comparada às outras formas citadas, mas que são ocasionadas pela própria empresa, devido a erros de leitura no medidor e erros de processamento. Resta ficar claro que as perdas não técnicas não podem ser medidas diretamente, sendo estimadas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas calculadas pela SRD -- Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição. Dito de outra forma, as perdas não técnicas são o resíduo estimado através da diferença entre a energia requerida (injetada) e a energia faturada, menos as perdas técnicas calculadas. Logo, não é cabível o pleito de que a CELPE seja obrigada a abrir suas perdas não técnicas, já que tal abertura é impossível. Ora, se a concessionária soubesse quais unidades consumidoras são fraudadoras, quais consumidores furtam energia, quais medidores apresentam irregularidades técnicas e onde houve erro de medição e processamento, o problema das perdas não técnicas estaria solucionado.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 14 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

Como já foi dito, o nível regulatório de perdas não técnicas fixado pela ANEEL tem como objetivo principal estimular o aumento contínuo da eficiência na prestação do serviço de distribuição. Porém, são vários os casos em que a complexidade socioeconômica da concessão afeta de forma relevante a eficácia das políticas de combate a perdas. Além disso, os investimentos em combate às perdas podem adquirir grandes proporções e, quando prudentes, devem fazer parte das tarifas. É por estas razões que a ANEEL é obrigada a repassar parte das perdas para as tarifas. Contudo, a conta da ineficiência das concessionárias não deve ser repassada para os consumidores, e o nível fixado de perdas deve sinalizar e estimular o regulado a adotar as melhores práticas do ponto de vista da eficiência do sistema de distribuição. Só não haverá trajetória de redução de perdas quando não houver qualquer distribuidora atuando em área mais complexa e com melhor desempenho. Essa é a essência da metodologia e evita repasse de ineficiência para o consumidor.

2.3) WACC

Contribuição da Câmara dos Deputados – Gabinete do Deputado Eduardo da Fonte

O Deputado Eduardo da Fonte solicita que no cálculo do custo de capital (WACC) da CELPE, a ANEEL exclua as alíquotas de IRPJ e CSLL da fórmula de cálculo da remuneração de capital.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. A metodologia de cálculo do custo de capital a ser utilizada no terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi objeto da Audiência Pública nº 40/2010, bem como integra o Submódulo 2.4 do PRORET, aprovado mediante a Resolução Normativa nº 457/2011. Na ocasião da Audiência Pública, os aspectos metodológicos foram amplamente discutidos, todas as contribuições foram analisadas e, quando pertinentes, foram levadas em consideração na definição da metodologia aprovada. Logo, a forma de cálculo do custo de capital e o consequente repasse tarifário não são objetos desta Audiência Pública.

A motivação da SRE para assim proceder não está em promover modicidade tarifária ou capturar incentivo fiscal, mas tão somente em assegurar que a taxa de remuneração líquida corresponda àquela que a Agência definirá como adequada e necessária para, consoante anotado, refletir o retorno que o investidor exige, ou espera ter, para, em vez de aportar recursos em ativo livre de risco, aportá-los no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Contribuição do Engenheiro José Antonio Feijó de Melo – Instituto Ilumina

O Engenheiro questiona o tratamento dado pela ANEEL no cálculo do WACC, ao inserir as alíquotas de IRPJ e CSLL pagas pela distribuidora no cálculo da remuneração de capital. E pergunta qual o dispositivo legal que autoriza a ANEEL a considerar o IRPJ e a CSLL como parte do custo do serviço e, por conseguinte, repassá-lo à tarifa.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. O instrumento que aprovou a metodologia de cálculo do custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi a REN nº 457, de 08/11/2011, após a realização da AP

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 15 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

40/2010. A metodologia aprovada compõe o Submódulo 2.4 do PRORET o qual pode ser acessado no site da ANEEL.

2.4) CUSTO OPERACIONAL

Contribuição da Câmara dos Deputados – Gabinete do Deputado Eduardo da Fonte

O Deputado Eduardo da Fonte solicita a reavaliação da despesa de pessoal da CELPE para cálculo da tarifa, de maneira a maneira a modificar o número de empregados próprios, de terceirizados e dos salários considerados na empresa de referência do 2º Ciclo de Revisões Periódicas.

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição não acatada. O módulo 2.2 do PRORET, que trata da metodologia de cálculo dos custos operacionais para o 3º Ciclo de Revisões Periódicas e que foi objeto da Audiência Pública nº 40/2010, não prevê a reavaliação dos custos de despesa de pessoal das empresas de referências utilizadas no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias.

3) COMPONENTES FINANCEIROS

3.1) Diferença em função do recálculo das tarifas da RTE 2013

Contribuição da CELPE

“Na abertura tarifária da revisão extraordinária de 24/jan/13 não foram consideradas as novas tarifas de Rede Básica, estabelecidas pela REH nº 1.398/2012, para os consumidores do subgrupo A1. A correção das tarifas do subgrupo A1 provoca uma pequena alteração nas demais tarifas da CELPE. Nesse sentido, haverá a necessidade de se calcular um componente financeiro para compensar a diferença de receita da concessionária em função da divergência entre as tarifas publicadas e as corretas. A CELPE aguarda a apresentação deste financeiro pela ANEEL para, se necessário, efetuar contribuição a respeito.”

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. Conforme parágrafo 42 do Submódulo 7.3 do PRORET, aprovado pela REN nº 464/2011, a TUSD TRANSPORTE base econômica do subgrupo A1 terá valor igual ao da TUST do ponto de conexão de cada unidade consumidora na Rede Básica. Após a publicação da RTE, em 24 de janeiro de 2013, foi verificado que, no caso da CELPE, não foram consideradas as novas tarifas de Rede Básica, estabelecidas pela REH nº 1.398/2012, para os consumidores do subgrupo A1.

Tendo em vista o pequeno impacto que tais correções nas tarifas provocariam para a concessionária e para os seus demais consumidores associado a um desgaste de um refaturamento generalizado, foi decidido, na ocasião, por retificar apenas as tarifas dos consumidores do subgrupo A1, para os quais o impacto é relevante, e proceder na revisão tarifária ordinária ao cálculo de uma bolha financeira para compensar a diferença de receita da concessionária em função da divergência entre as tarifas publicadas e aquelas que seriam corretas.

Desta forma, a ANEEL está considerando uma bolha financeira no total de R\$ 100.622,57.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 16 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

3.2) Déficit Associado ao PLPT

Contribuição da CELPE

"Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294/2007, foi calculado um componente financeiro no processo tarifário anterior. Neste processo, o valor do déficit acumulado desde a última revisão tarifária da CELPE é recalculado e atualizado até abril de 2013 e é deduzido o valor do déficit reconhecido em reajuste anterior. Estamos encaminhando para a ANEEL, em outro documento, a receita para o cálculo do Déficit do PLPT conforme a Resolução nº 294/2007 a ser considerado neste processo de revisão."

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. Valor do déficit do PLPT foi calculado conforme a Resolução nº 294/2007, utilizando o mercado faturado informado pela concessionária e as tarifas de TUSD-Fio B homologadas nos processos tarifários anteriores.

4) ESTRUTURA TARIFÁRIA

4.1) Variação De Índice Dos Subgrupos

Contribuição da Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos do Estado de Pernambuco

"A metodologia utilizada implica na disparidade entre os índices de reajuste estabelecidos por classe de consumidores, impondo um maior peso para os residenciais, com valor de 7,12% e uma redução de 3,15% para os consumidores industriais. Isso nos mostra que a classe residencial é severamente penalizada, o que não é aceitável, mesmo considerando correções de distorções anteriormente estabelecidas. Propõe-se então um redimensionamento desse quadro de distribuição de índices, deixando de onerar acentuadamente o consumidor residencial em benefício das outras classes de consumo."

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. Conforme parágrafo 42 do Submódulo 7.3 do PRORET, aprovado pela REN nº 498/2012, a ANEEL poderá propor período de transição, no âmbito da Audiência Pública específica de cada distribuidora, em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição. Dessa forma, está sendo proposta uma transição na tarifa dos subgrupos A4 e BT de forma minimizar as disparidades nos efeitos médios decorrentes da aplicação da nova estrutura vertical.

Contribuição da Câmara dos Deputados – Gabinete do Deputado Eduardo da Fonte

O Deputado Eduardo da Fonte solicita que seja aplicado aos consumidores de baixa tensão o mesmo índice de reajuste concedido para a alta tensão ou que, ao menos, seja mantida em sua integralidade a redução de tarifa concedida pela MP 579.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 17 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição parcialmente acatada. Está sendo proposta uma transição na tarifa dos subgrupos A4 e BT de forma minimizar as disparidades nos efeitos médios decorrentes da aplicação da nova estrutura vertical, porém os efeitos tarifários continuam a impactar mais os subgrupos que mais oneram a rede de distribuição da concessionária, conforme a estrutura vertical de custos. Com relação a manutenção dos índices concedidos em decorrência da MP579, esta não é possível, visto que o processo de revisão tarifária da CELPE está previsto no contrato de concessão n.26/2000.

4.2) Desconto Tarifas Baixa Renda

Contribuição da CELPE

...

...

"Na análise do arquivo "Tarifas Abertas – CELPE AP 3CRTP – 2013" é possível constatar que, para cada parcela da TUSD e TE, a relação das tarifas do consumidor baixa renda apresentam valores inadequados e incondizentes com a lei supracitada. A tabela 3 apresenta os valores adotados pela ANEEL no cálculo, em comparação com aqueles efetivamente esperados"

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. O percentual será adequado ao previsto.

4.3) Desconto Tarifas Subgrupo BT

Contribuição da CELPE

...

...

"A CELPE entende que a transição proposta pela ANEEL é plausível, uma vez que evita alterações de grandes impactos nas tarifas destes consumidores. Porém, é solicitado que a relação meta da subclasse B2 – Cooperativa de Eletrificação Rural, seja retificada para 70%, para que guarde coerência com o decreto nº 7.891/2013."

Resposta SRE/ANEEL

Contribuição acatada. A meta de transição para a subclasse cooperativa de Eletrificação Rural deve obedecer ao decreto nº 7.891 de 23/01/2013.

5) OUTRAS CONTRIBUIÇÕES

Contribuição do cidadão Andrey Damasceno

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 18 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

"Li hoje, em um jornal, a notícia de que os pernambucanos podem ter suas contas de luz aumentadas a partir de abril. Enxergo isso como um disparate, especialmente depois de irmos tantas vezes, na mídia, depoimentos da presidente (Sra. Dilma) sobre a diminuição das tarifas do setor elétrico. Isso sem levar em consideração o serviço de má qualidade que temos no estado. Em meu município (Recife), por exemplo, as quedas de energia não são lá tão esporádicas. Se é assim em uma cidade desse porte, como será nas cidades do interior, que são, por vezes, negligenciadas?"

Espero, sinceramente, que a reunião a se realizar hoje (27/02/13) resulte em uma negativa ao referido aumento. O povo pernambucano tem que ver sua conta diminuída junto com o resto do Brasil, e não andar na contramão."

Resposta SRE/ANEEL

A ANEEL está procedendo conforme o contrato de concessão nº26/2000, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CELPE, e que define a data de 29/04/2013 para a realização da terceira revisão tarifária periódica. Cabe ressaltar que a redução das tarifas de energia elétrica em decorrência da publicação da MP579 pelo Governo Federal, está vigente desde 24 de janeiro de 2013.

Contribuição do cidadão Jean Heliton

"Se possível gostaria de saber se a redução da tarifa de energia prometida pelo Governo Federal já entrou em vigor, e se sim, de quanto foi esta redução (pois falavam-se de até 16%) e se a CELPE já repassou esta redução e de quanto foi a redução da CELPE. Pois na minha conta de luz deste mês, pelos meus cálculos a redução da CELPE não chegou a 8%."

Resposta SRE/ANEEL

A redução das tarifas de energia elétrica em decorrência da publicação da MP579 pelo Governo Federal está vigente desde 24 de janeiro de 2013. A queda nas tarifas B1-Residencial da CELPE foi de 18,03%.

IV. CONCLUSÃO

4. Foram avaliadas na presente Nota Técnica as contribuições trazidas no âmbito da AP 08/2013, correlacionadas com o nível de reposicionamento tarifário da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. Com vistas a dar maior transparência ao processo de revisão tarifária, recomenda-se a sua publicação na página da ANEEL na internet, no *link* da referida AP.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 19 Nota Técnica nº 133/2013-SRE/ANEEL, de 19/04/2013).

OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação - SRE

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Coordenador do Processo de Revisão Tarifária - SRE

De acordo,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 60, DE 29 DE MARÇO DE 2004

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica aplicáveis aos consumidores finais e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE referentes à Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nas Portarias Interministeriais nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e nº 116, de 4 de abril de 2003, no art. 4º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nos Decretos nº 4.359, de 5 de setembro de 2002, nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, e nº 4.667, de 4 de abril de 2003, na Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, na Resolução ANEEL nº 666, de 29 de setembro de 2002, na Terceira, Quarta, Quinta e Sexta Subcláusulas da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 26/00, firmado entre a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE e a União, em 30 de março de 2000, e o que consta do Processo nº 48500.000643/04-19, resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de energia elétrica, constantes dos Anexos I, IA, IB, II e IIA desta Resolução, aplicáveis aos consumidores finais atendidos pela Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, com vigência de acordo com as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes dos Anexos I, IA e IB estarão em vigor no período de 30 de março de 2004 a 29 de março de 2005, sendo que os Anexos IA e IB contemplam a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

II – as tarifas constantes do Anexo II estarão em vigor a partir de 30 de março de 2005 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes; e

III – as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, conforme o Anexo IIA, com vigência no período de 30 de março de 2004 a 29 de março de 2005, de acordo com a Resolução nº 790, de 24 de dezembro de 2002.

Art. 2º Estabelecer, com vigência a partir de 30 de março de 2004, a receita anual referente às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, relativas às demais instalações de transmissão dedicadas à Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, conforme o Anexo III desta Resolução.

Parágrafo único. As concessionárias CHESF e CELPE deverão celebrar termo aditivo ao respectivo Contrato de Conexão, adequando-o ao disposto nesta Resolução.

Art. 3º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, referente ao período de março de 2004 a fevereiro de 2005, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 30.03.2004, seção 1, p. 167, v. 141,n. 61.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 30.03.2004.

(*) Prorrogados os prazos de vigência das tarifas, relativas aos Anexos I, I-A, I-B e II, do art. 1º, pela REA ANEEL 119 de 28.03.2005, D.O de 29.03.2005, seção 1, p. 69, v. 142, n. 59.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		90,77		60,86		29,90
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		155,60		104,33		51,27
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		233,38		156,49		76,89
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		259,30		173,87		85,43

CELPE

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT): 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,0200	0,0134	0,0066
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,0237	0,0159	0,0078

CELPE

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT): 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,0394	0,0264	0,0130

CELPE

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	2,57	3,68	7,37	22,12
II - Aferição de medidor	3,32	5,53	7,37	36,88
III - Verificação de nível de tensão	3,32	5,53	6,63	36,88
IV - Religação normal	2,94	4,05	12,16	36,88
V - Religação de urgência	14,75	22,12	36,88	73,76
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,10	1,10	1,10	2,21

ANEXO I A

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	10,65	140,13	18,65	32,96	-8,00	107,17
AS (Subterrâneo)	15,74	146,69	27,56	34,50	-11,82	112,19
B1-RESIDENCIAL:		266,82		178,91		87,91
B2-RURAL		162,26		108,80		53,46
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		115,03		89,46		25,58
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		149,20		100,04		49,16
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		133,36		89,42		43,94
B4b – Bulbo da Lâmpada		146,40		98,17		48,23

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,44	2,94	11,48	1,74	2,96	1,19
A2 (88 a 138 kV)	15,78	3,55	14,75	2,49	1,04	1,06
A3 (69 kV)	20,90	5,61	16,89	3,56	4,01	2,05
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	25,42	8,34	21,60	5,91	3,82	2,43
AS (Subterrâneo)	26,60	12,80	22,60	9,07	4,00	3,73

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	93,56	82,17	63,94	54,79	43,49	38,85	25,23	22,54	50,07	43,32	38,71	32,24
A2 (88 a 138 kV)	98,08	90,82	67,84	62,01	43,49	38,85	25,23	22,54	54,59	51,97	42,60	39,47
A3 (69 kV)	108,75	96,55	72,99	63,33	43,49	38,85	25,23	22,54	65,26	57,70	47,76	40,79
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	170,37	157,11	82,85	73,33	43,49	38,85	25,23	22,54	126,88	118,26	57,62	50,79
AS (Subterrâneo)	178,31	164,41	86,72	76,73	45,51	40,65	26,41	23,59	132,80	123,76	60,31	53,14

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	43,33	8,82	34,45	5,23	8,88	3,58
A2 (88 a 138 kV)	47,35	10,65	44,24	7,48	3,12	3,18
A3 (69 kV)	62,71	16,82	50,68	10,68	12,02	6,14
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	76,26	25,01	64,80	17,73	11,46	7,29
AS (Subterrâneo)	79,81	38,41	67,82	27,23	11,99	11,18

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	8,34		5,91
AS (Subterrâneo)	12,80		9,07

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	737,47	724,23	82,85	73,33	335,12	330,49	25,23	22,54	402,35	393,75	57,62	50,79
AS (Subterrâneo)	771,73	757,91	86,72	76,73	350,69	345,85	26,41	23,59	421,04	412,05	60,31	53,14

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	25,01		17,73
AS (Subterrâneo)	38,41		27,23

ANEXO I B

CELPE

LEGENDA: TARIFA CONVENCIONAL	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	11,17	146,94	19,56	34,56	-8,38	112,38
AS (Subterrâneo)	16,51	153,81	28,90	36,18	-12,39	117,64
B3-DEMAIS CLASSES		271,42		182,00		89,43

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	15,15	3,08	12,04	1,83	3,10	1,25
A2 (88 a 138 kV)	16,55	3,72	15,46	2,61	1,09	1,11
A3 (69 kV)	21,92	5,88	17,72	3,73	4,20	2,15
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	26,65	8,74	22,65	6,20	4,01	2,55
AS (Subterrâneo)	27,90	13,42	23,70	9,51	4,19	3,91

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	98,10	86,16	67,05	57,45	45,60	40,73	26,46	23,64	52,50	45,43	40,59	33,81
A2 (88 a 138 kV)	102,84	95,23	71,13	65,03	45,60	40,73	26,46	23,64	57,24	54,50	44,68	41,39
A3 (69 kV)	114,03	101,24	76,53	66,41	45,60	40,73	26,46	23,64	68,43	60,51	50,08	42,77
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	178,65	164,74	86,88	76,89	45,60	40,73	26,46	23,64	133,05	124,01	60,42	53,26
AS (Subterrâneo)	186,97	172,40	90,93	80,46	47,73	42,63	27,69	24,74	139,25	129,77	63,24	55,73

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	45,44	9,24	36,13	5,49	9,31	3,76
A2 (88 a 138 kV)	49,65	11,17	46,38	7,84	3,27	3,33
A3 (69 kV)	65,76	17,64	53,15	11,20	12,61	6,44
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	79,96	26,23	67,94	18,59	12,02	7,64
AS (Subterrâneo)	83,69	40,28	71,11	28,55	12,58	11,73

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/Kw)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	8,74		6,20
AS (Subterrâneo)	13,42		9,51

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	773,31	759,42	86,88	76,89	351,40	346,55	26,46	23,64	421,90	412,88	60,42	53,26
AS (Subterrâneo)	809,23	794,74	90,93	80,46	367,73	362,66	27,69	24,74	441,50	432,08	63,24	55,73

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	26,23	18,59	7,64
AS (Subterrâneo)	40,28	28,55	11,73

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	10,26	134,95	17,96	31,74	-7,70	103,21
AS (Subterrâneo)	15,16	141,26	26,54	33,22	-11,38	108,04
B1-RESIDENCIAL:		256,96		172,30		84,66
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		89,95		60,31		29,63
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		154,19		103,39		50,80
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		231,27		155,08		76,20
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		256,96		172,30		84,66
B2-RURAL		156,26		104,78		51,48
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		110,41		74,04		36,38
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		143,68		96,34		47,34
B3-DEMAIS CLASSES		249,28		167,15		82,13
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		128,43		86,12		42,31
B4b – Bulbo da Lâmpada		140,99		94,54		46,45

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	13,91	2,83	11,06	1,68	2,85	1,15
A2 (88 a 138 kV)	15,20	3,42	14,20	2,40	1,00	1,02
A3 (69 kV)	20,13	5,40	16,27	3,43	3,86	1,97
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	24,48	8,03	20,80	5,69	3,68	2,34
AS (Subterrâneo)	25,62	12,33	21,77	8,74	3,85	3,59

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	90,10	79,13	61,58	52,76	41,88	37,41	24,30	21,71	48,22	41,72	37,28	31,05
A2 (88 a 138 kV)	94,45	87,46	65,33	59,72	41,88	37,41	24,30	21,71	52,57	50,05	41,03	38,01
A3 (69 kV)	104,73	92,98	70,29	60,99	41,88	37,41	24,30	21,71	62,85	55,57	45,99	39,28
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	164,07	151,30	79,79	70,62	41,88	37,41	24,30	21,71	122,19	113,89	55,49	48,91
AS (Subterrâneo)	171,72	158,34	83,51	73,90	43,83	39,15	25,43	22,72	127,89	119,19	58,08	51,18

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO						
A1 (230 kV ou mais)	41,73	8,49	33,18	5,04	8,55	3,45
A2 (88 a 138 kV)	45,60	10,26	42,60	7,20	3,00	3,06
A3 (69 kV)	60,39	16,20	48,81	10,29	11,58	5,91
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	73,44	24,09	62,40	17,07	11,04	7,02
AS (Subterrâneo)	76,86	36,99	65,31	26,22	11,55	10,77

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	8,03	5,69	2,34
AS (Subterrâneo)	12,33	8,74	3,59

CELPE

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	710,21	697,46	79,79	70,62	322,73	318,27	24,30	21,71	387,48	379,19	55,49	48,91
AS (Subterrâneo)	743,20	729,89	83,51	73,90	337,72	333,07	25,43	22,72	405,48	396,82	58,08	51,18

CELPE

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	24,09	17,07	7,02
AS (Subterrâneo)	36,99	26,22	10,77

CELPE

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15

AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15
-------------------------------------	---	----

ANEXO IIA

CELPE

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	11,06	1,68
A2 (88 a 138 kV)	14,20	2,40
A3 (69 kV)	16,27	3,43
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	20,80	5,69
BT (Menor que 2,3 kV)	36,17	17,04

CELPE

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD + TUST	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	24,73	24,73
A2 (88 a 138 kV)	24,73	24,73
A3 (69 kV)	24,73	24,73
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	24,73	24,73
BT (Menor que 2,3 kV)	24,73	24,73

CELPE

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	11,06	1,68
A2 (88 a 138 kV)	14,20	2,40
A3 (69 kV)	16,27	3,43
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	20,80	5,69

CELPE

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)	1,68	
A2 (88 a 138 kV)	1,68	
A3 (69 kV)	1,68	
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	1,68	

CELPE

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT): 220 V	QUADRO Q		
	R\$/Ah		
SUBGRUPO			
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,019788	0,013268	0,006519
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,023534	0,015780	0,007754

CELPE

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT): 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,039063	0,026193	0,012870

ANEXO III

RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Empresa Transmissora	Instalações dedicadas à	Valores em R\$
CHESF	CELPE	R\$ 3.300.223,30

ANEXO IV

TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE VALOR NO PERÍODO DE MARÇO DE 2004 A FEVEREIRO DE 2005		
COD.-CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL Mar/04 a Fev/05	TFSEE MENSAL Mar/04 a Fev/05
251 – CELPE	R\$ 4.456.819,87	R\$ 371.401,66

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O de 31.03.2004, seção 1, p. 64, v. 141, n. 62, referente aos Anexos I A, I B e II.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 112, DE 9 DE MAIO DE 2005

Homologa o resultado provisório da primeira revisão tarifária periódica e as tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.000149/04-72, e considerando que:

as disposições sobre a revisão tarifária periódica constam na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 026/2000 - ANEEL, celebrado entre a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE e a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30 de março de 2000, compreendendo o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e o estabelecimento do “Fator X”;

o reposicionamento tarifário da concessionária visa proporcionar receita necessária para a cobertura de custo operacional eficiente e remuneração adequada de investimentos prudentes;

no estabelecimento do “Fator X” foram considerados os ganhos de produtividade da concessionária, previstos para o próximo período tarifário, decorrentes do crescimento do mercado atendido, do seu desempenho, na ótica do consumidor, quanto à qualidade do serviço prestado, bem como da manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definido na revisão tarifária periódica;

as metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica da CELPE estão detalhados nas Notas Técnicas nº 106/2005-SRE/ANEEL, de 29 de março de 2005, e nº 127/2005-SRE/ANEEL, de 26 de abril de 2005;

as diretrizes para a abertura e o realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica foram estabelecidas nos Decretos nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, nº 4.667, de 4 de abril de 2003, e nº 4.855, de 9 de outubro de 2003, na Resolução CNPE nº 012, de 17 de setembro de 2002, e na Resolução nº 666, de 29 de setembro de 2002;

as disposições sobre a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA constam da Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda;

as contribuições recebidas no contexto da Audiência Pública – AP nº 003/2005, realizada no período de 29 de março a 11 de abril de 2005, e audiência ao vivo na cidade de Recife – PE, no dia 13 de abril de 2005, permitiram o aperfeiçoamento deste ato;

a base de remuneração da CELPE foi aprovada em definitivo pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF/ANEEL, em 29 de março de 2005, nos termos da Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002; e

os montantes de perdas elétricas do sistema de distribuição da CELPE e das respectivas perdas comerciais são provisórios, devendo ser estabelecidos de forma definitiva até o próximo reajuste tarifário anual de 29 de abril de 2006; resolve:

Art. 1º Homologar o resultado da primeira revisão tarifária periódica da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, em caráter provisório, com o reposicionamento de 21,50% (vinte e um vírgula cinquenta por cento), a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º Para atender ao princípio de modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na revisão tarifária periódica da CELPE, o acréscimo de receita da “Parcela B”, resultante do reposicionamento tarifário de que trata o artigo anterior, será aplicado em parcelas anuais na forma a seguir:

I - em 29 de abril de 2005 será considerado o percentual diferido de 12,50% (doze vírgula cinquenta por cento), cujo índice é decorrente da proposta da concessionária; e

II - nos reajustes tarifários anuais, a serem homologados para os anos de 2006 a 2008, serão acrescidos à “Parcela B”, de cada ano, o valor de R\$ 93.651.607,16 (noventa e três milhões, seiscentos e cinquenta e um mil, seiscentos e sete reais e dezesseis centavos), cujas parcelas serão atualizadas por ocasião dos respectivos reajustes.

Art. 3º Nos termos da Resolução Normativa nº 055, de 5 de abril de 2004, o “Fator X” foi calculado em função dos seguintes componentes:

I - componente X_e , que reflete os ganhos de produtividade esperados em função da mudança na escala do negócio por aumento no consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes quanto pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II – componente X_c , que reflete a avaliação dos consumidores sobre a respectiva concessionária de distribuição, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC); e

III – componente X_a , que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), para o componente mão-de-obra da “Parcela B”, da concessionária de distribuição.

Art. 4º Fica estabelecido o valor do componente X_e em 0,614% (zero vírgula seiscentos e catorze por cento), a ser aplicado como redutor, em termos reais, da “Parcela B”, nos reajustes tarifários subsequentes de 2006 a 2008.

Parágrafo único. O valor do componente X_c é definitivo, tendo em vista a definição do valor final dos componentes da "Parcela B" da concessionária, e permanecerá inalterado até a próxima revisão tarifária periódica da CELPE.

Art. 5º O valor dos componentes X_c e X_a será calculado nos reajustes tarifários anuais de 2006 a 2008, respectivamente, de acordo com o disposto nos Anexos II e III da Resolução Normativa nº 055, de 2004.

Art. 6º As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE ficam reajustadas em 24,43% (vinte e quatro vírgula quarenta e três por cento), sendo 12,50% (doze vírgula cinquenta por cento) relativos ao reposicionamento tarifário diferido e 11,93% (onze vírgula noventa e três por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Art. 7º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A e I-B estarão em vigor no período de 29 de abril de 2005 a 28 de abril de 2006, os quais estão assim constituídos:

I – as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reposicionamento tarifário, o passivo de PIS/PASEP e COFINS, os componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica, e a exclusão das alíquotas econômicas do PIS/PASEP e da COFINS; e

II – as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso I, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 8º As tarifas constantes do Anexo II contemplam somente o respectivo reposicionamento tarifário diferido e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 9º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, com vigência conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2005 a 28 de abril de 2006; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 10. Estabelecer, com vigência no período de 29 de abril de 2005 a 28 de abril de 2006, a receita anual referente às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, relativas às demais instalações de transmissão dedicadas à CELPE, conforme o Anexo III desta Resolução.

Art. 11. Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, da CELPE, referente ao período de abril de 2005 a março de 2006, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 12. Fica a CELPE autorizada a incluir no valor total a ser pago pelo consumidor, a partir de 29 de abril de 2005, a exemplo do ICMS, as despesas do PIS/PASEP e da COFINS efetivamente incorridas pela concessionária, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

§ 1º O repasse de que trata o “caput” deverá ser feito a partir das tarifas que não incluem PIS/PASEP, COFINS e ICMS, com base em valores constantes do Anexo I desta Resolução.

§ 2º Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/PASEP e da COFINS, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para o consumidor, a CELPE poderá compensar essas eventuais diferenças no mês subsequente.

Art. 13. Eventuais diferenças decorrentes do repasse do PIS/PASEP e da COFINS, em função de manifestação da Secretaria da Receita Federal quanto aos itens que geram créditos a serem compensados na base tributária, deverão ser eliminadas de acordo com os procedimentos a seguir:

I - se oriundas de tarifas homologadas pela ANEEL, os reflexos das diferenças serão implementadas pela Agência no próximo reajuste tarifário anual; e

II - se oriundas de repasse já realizados, os ajustes deverão ser procedidos pela concessionária de acordo com o estabelecido no § 2º do art.12.

Art. 14. Fica a CELPE autorizada a proceder, quando aplicável, ao refaturamento dos consumidores em suas próximas faturas mensais, considerando para o período entre 29 de abril e 10 de maio de 2005, o acréscimo relativo às novas tarifas constantes dos anexos desta Resolução em virtude de manter-se 29 de abril de 2005 como a data de reposicionamento tarifário.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Publicado no D.O de 11.05.2005, seção 1, p. 10, v. 142, n. 89.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 11.05.2005.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O de 16.05.2005, seção 1, p. 79, v. 142, n. 92, referente aos Anexos II-A e II-B, Quadros L e M, Subgrupo A1 (230 kV ou mais).

(*) Alterado o resultado provisório da primeira revisão tarifária periódica, pela REH ANEEL 116 de 08.06.2005, D.O de 09.06.2005, seção 1, p. 35, v. 142, n. 109.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		109,06		57,99		51,07
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		186,98		99,42		87,56
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		280,44		149,12		131,32
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		311,59		165,68		145,91

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,023995	0,012759	0,011236
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,028537	0,015174	0,013363

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,051056	0,027148	0,023908

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	2,57	3,68	7,37	22,12
II - Aferição de medidor	3,32	5,53	7,37	36,88
III - Verificação de nível de tensão	3,32	5,53	6,63	36,88
IV - Religação normal	2,94	4,05	12,16	36,88
V - Religação de urgência	14,75	22,12	36,88	73,76
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,10	1,10	1,10	2,21

ANEXO I A

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	18,04	167,10	32,79	25,12	-14,75	141,98
AS (Subterrâneo)	26,67	174,91	53,24	10,00	-26,57	164,91
B1-RESIDENCIAL:		320,62		170,48		150,14
B2-RURAL		194,98		103,68		91,30
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		141,39		73,26		68,13
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		179,28		95,33		83,95
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		160,25		85,21		75,04
B4b – Bulbo da Lâmpada		175,92		93,54		82,38

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,22	2,72	3,43	0,00	10,79	2,72
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	23,80	6,17	17,86	3,95	5,94	2,22
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	32,14	10,30	34,55	10,37	-2,41	-0,07
AS (Subterrâneo)	33,64	15,81	53,24	10,00	-19,60	5,81

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	148,01	130,92	94,82	82,55	34,74	31,03	20,16	18,01	113,27	99,89	74,66	64,54
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	162,07	144,22	103,19	90,45	34,74	31,03	20,16	18,01	127,33	113,19	83,03	72,44
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	219,10	200,27	112,32	99,70	34,74	31,03	20,16	18,01	184,36	169,24	92,16	81,69
AS (Subterrâneo)	229,31	209,58	117,56	104,33	34,74	31,03	20,16	18,01	194,57	178,55	97,40	86,32

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	42,66	8,16	10,29	0,00	32,37	8,16
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	71,40	18,51	53,58	11,85	17,82	6,66
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	96,42	30,90	103,65	31,11	-7,23	-0,21
AS (Subterrâneo)	100,92	47,43	159,72	30,00	-58,80	17,43

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	10,30		10,37
AS (Subterrâneo)	15,81		10,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	886,14	867,35	112,32	99,70	604,68	600,98	20,16	18,01	281,46	266,37	92,16	81,69
AS (Subterrâneo)	927,31	907,68	117,56	104,33	604,68	600,98	20,16	18,01	322,63	306,70	97,40	86,32

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	30,90	31,11	-0,21
AS (Subterrâneo)	47,43	30,00	17,43

ANEXO I B

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	18,93	175,22	34,39	26,34	-15,46	148,88
AS (Subterrâneo)	27,97	183,42	55,83	10,49	-27,86	172,93
B3-DEMAIS CLASSES		326,15		173,42		152,73

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,91	2,85	3,59	0,00	11,32	2,85
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	24,96	6,47	18,73	4,14	6,23	2,33
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	33,71	10,80	36,23	10,88	-2,52	-0,08
AS (Subterrâneo)	35,28	16,58	55,83	10,49	-20,55	6,09

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	155,21	137,28	99,43	86,55	36,43	32,54	21,14	18,88	118,78	104,74	78,29	67,67
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	169,95	151,23	108,20	94,84	36,43	32,54	21,14	18,88	133,52	118,69	87,06	75,96
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	229,74	210,00	117,78	104,54	36,43	32,54	21,14	18,88	193,31	177,46	96,64	85,66
AS (Subterrâneo)	240,45	219,77	123,27	109,39	36,43	32,54	21,14	18,88	204,02	187,23	102,13	90,51

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	44,73	8,55	10,77	0,00	33,96	8,55
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	74,88	19,41	56,19	12,42	18,69	6,99
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	101,13	32,40	108,69	32,64	-7,56	-0,24
AS (Subterrâneo)	105,84	49,74	167,49	31,47	-61,65	18,27

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/Kw)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	10,80	10,88	-0,08
AS (Subterrâneo)	16,58	10,49	6,09

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	929,20	909,49	117,78	104,54	634,06	630,18	21,14	18,88	295,14	279,31	96,64	85,66
AS (Subterrâneo)	972,36	951,78	123,27	109,39	634,06	630,18	21,14	18,88	338,30	321,60	102,13	90,51

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	32,40	32,64	-0,24
AS (Subterrâneo)	49,74	31,47	18,27

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	15,85	146,81	28,81	22,07	-12,96	124,74
AS (Subterrâneo)	23,43	153,68	49,59	9,32	-26,16	144,36
B1-RESIDENCIAL:		281,69		149,78		131,91
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		98,60		52,43		46,17
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		169,03		89,88		79,15
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		253,53		134,81		118,72
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		281,69		149,78		131,91
B2-RURAL		171,31		91,09		80,22
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		124,22		64,36		59,86
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		157,51		83,75		73,76
B3-DEMAIS CLASSES		273,27		145,30		127,97
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		140,79		74,86		65,93
B4b – Bulbo da Lâmpada		154,56		82,18		72,38

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	12,49	2,39	3,01	0,00	9,48	2,39
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	20,91	5,43	15,69	3,48	5,22	1,95
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	28,24	9,06	30,36	9,12	-2,12	-0,06
AS (Subterrâneo)	29,56	13,91	49,59	9,32	-20,03	4,59

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	130,04	115,02	83,30	72,52	30,52	27,27	17,71	15,82	99,52	87,75	65,59	56,70
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	142,39	126,72	90,66	79,47	30,52	27,27	17,71	15,82	111,87	99,45	72,95	63,65
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	192,48	175,95	98,68	87,60	30,52	27,27	17,71	15,82	161,96	148,68	80,97	71,78
AS (Subterrâneo)	201,46	184,14	103,28	91,66	30,52	27,27	17,71	15,82	170,94	156,87	85,57	75,84

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	37,47	7,17	9,03	0,00	28,44	7,17
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	62,73	16,29	47,07	10,44	15,66	5,85
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	84,72	27,18	91,08	27,36	-6,36	-0,18
AS (Subterrâneo)	88,68	41,73	148,77	27,96	-60,09	13,77

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE (R\$/kW)	TUSD + TUST (R\$/kW)	TE (R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	9,06	9,12	-0,06
AS (Subterrâneo)	13,91	9,32	4,59

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	778,53	762,02	98,68	87,60	531,25	528,00	17,71	15,82	247,28	234,02	80,97	71,78
AS (Subterrâneo)	814,70	797,45	103,28	91,66	531,25	528,00	17,71	15,82	283,45	269,45	85,57	75,84

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	27,18	27,36	-0,18
AS (Subterrâneo)	41,73	27,96	13,77

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,021693	0,011534	0,010158
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,025799	0,013718	0,012081

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,046157	0,024543	0,021614

ANEXO II-A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	3,14	0,00
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	16,38	3,63
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	31,68	9,51
BT (Menor que 2,3 kV)	51,74	9,72

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	18,81	18,81
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	18,81	18,81
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	18,81	18,81
BT (Menor que 2,3 kV)	18,81	18,81

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	15,69	3,48
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	30,36	9,12

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P
	TG
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	
A3 (69 kV)	3,48
A3a (30 a 44 kV)	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,48

ANEXO II-B

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	3,01	0,00
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	15,69	3,48
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	30,36	9,12
BT (Menor que 2,3 kV)	49,59	9,32

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	18,02	18,02
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	18,02	18,02
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	18,02	18,02
BT (Menor que 2,3 kV)	18,02	18,02

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	15,69	3,48
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	30,36	9,12

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P
	TG
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	
A3 (69 kV)	3,48
A3a (30 a 44 kV)	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,48

ANEXO III

RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Empresa Transmissora	Instalações dedicadas à	Valor em R\$
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	CELPE	4.502.211,21

ANEXO IV
TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE
VALOR NO PERÍODO DE ABRIL DE 2005 A MARÇO DE 2006

CÓDIGO – CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL Abr05 a Mar/06	TFSEE MENSAL Abr05 a Mar/06
251 - CELPE	R\$ 5.493.954,75	R\$ 457.829,56

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 326, DE 28 DE ABRIL DE 2006

Homologa o resultado final da primeira revisão tarifária periódica Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

Nota Técnica

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.000149/04-72, e considerando que:

as disposições sobre a revisão tarifária periódica constam das Subcláusulas Sétima e Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica nº 026/2000 - ANEEL, celebrado entre a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE e a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30 de março de 2000, compreendendo o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e o estabelecimento do “Fator X”;

o reposicionamento tarifário da concessionária visa proporcionar receita necessária para a cobertura de custo operacional eficiente e remuneração adequada de investimentos prudentes;

no estabelecimento do “Fator X” foram considerados os ganhos de produtividade da concessionária, previstos para o próximo período tarifário, decorrentes do crescimento do mercado atendido, do seu desempenho, na ótica do consumidor, quanto à qualidade do serviço prestado, bem como da manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definido na revisão tarifária periódica;

as metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica da CELPE estão detalhados nas Notas Técnicas nºs 106 e 127/2005, e nº 144/2006-SRE/ANEEL, esta de 12 de abril de 2006;

as diretrizes para a abertura e o realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica foram estabelecidas nos Decretos nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, nº 4.667, de 4 de abril de 2003, e nº 4.855, de 9 de outubro de 2003, na Resolução CNPE nº 012, de 17 de setembro de 2002, e na Resolução nº 666, de 29 de setembro de 2002;

os resultados da revisão tarifária periódica da CELPE, constantes da Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005, eram provisórios, em face da não validação das perdas técnicas da concessionária até aquela oportunidade; e

as referidas perdas técnicas da CELPE foram aprovadas em definitivo pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 93/2006-SRD/ANEEL, de 4 de abril de 2006; resolve:

Art. 1º Homologar o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE ficam reposicionadas em 23,57% (vinte e três vírgula cinquenta e sete por cento), em caráter definitivo.

I - em 29 de abril de 2005, as tarifas de fornecimento de energia elétrica ficam reposicionadas em 12,50% (doze vírgula cinquenta por cento), cujo percentual é decorrente do resultado da análise do impacto do reposicionamento tarifário de 23,57% (vinte e três vírgula cinquenta e sete por cento); e

II - nos reajustes tarifários anuais, a serem homologados para os anos de 2006 a 2008, serão acrescidos à “Parcela B”, de cada ano, o valor de R\$ 115.278.297,18 (cento e quinze milhões, duzentos e setenta e oito mil, duzentos e noventa e sete reais e dezoito centavos, cujas parcelas serão atualizadas por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

Art. 3º Nos termos da Resolução nº 055, de 5 de abril de 2004, o “Fator X” foi calculado em função dos seguintes componentes:

I - componente X_e , que reflete os ganhos de produtividade esperados em função da mudança na escala do negócio por aumento no consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes quanto pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II – componente X_c , que reflete a avaliação dos consumidores sobre a respectiva concessionária de distribuição, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC); e

III – componente X_a , que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), para o componente mão-de-obra, da “Parcela B”, da concessionária de distribuição.

Art. 4º Fica estabelecido o valor do componente X_e em 0,614% (zero vírgula seiscentos e catorze por cento), a ser aplicado como redutor, em termos reais, da “Parcela B”, nos reajustes tarifários anuais subseqüentes.

Parágrafo único. O componente X_e da CELPE é definitivo e permanecerá inalterado até a próxima revisão tarifária.

Art. 5º O valor do componente X_c e o valor do componente X_a serão recalculados em cada reajuste tarifário, de acordo com os Anexos II e III da Resolução nº 055, de 2004.

Art. 6º Homologar as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE, constantes do Anexo desta Resolução, resultantes da aplicação do reposicionamento tarifário estabelecido nos termos do art. 2º, que servirá de base tarifária para o reajuste tarifário anual de 29 de abril de 2006.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Publicado no D.O de 02.05.2006, seção 1, p. 44, v. 143, n. 82.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 02.05.2006.

ANEXO

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	15,66	147,48	28,03	29,26	-12,37	118,22
AS (Subterrâneo)	23,13	154,38	48,32	9,06	-25,19	145,32
B1-RESIDENCIAL:		281,51		153,58		127,93
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		98,54		53,76		44,78
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		168,93		92,16		76,77
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		253,38		138,23		115,15
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		281,51		153,58		127,93
B2-RURAL		171,20		93,40		77,80
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		124,22		65,99		58,23
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		157,42		85,88		71,54
B3-DEMAIS CLASSES		273,10		148,99		124,11
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		140,70		76,76		63,94
B4b – Bulbo da Lâmpada		154,46		84,27		70,19

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	12,49	2,39	3,01	0,00	9,48	2,39
A2 (88 a 138 kV)	15,99	3,44	12,67	2,22	3,32	1,22
A3 (69 kV)	20,82	5,40	15,35	3,38	5,47	2,02
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	28,06	8,99	29,62	8,87	-1,56	0,12
AS (Subterrâneo)	29,36	13,80	48,32	9,06	-18,96	4,74

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	131,18	116,05	83,96	73,11	42,70	38,15	24,77	22,13	88,48	77,90	59,19	50,98
A2 (88 a 138 kV)	134,85	123,08	87,13	78,98	42,70	38,15	24,77	22,13	92,15	84,93	62,36	56,85
A3 (69 kV)	143,53	127,74	91,31	80,06	42,70	38,15	24,77	22,13	100,83	89,59	66,54	57,93
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	193,63	176,97	99,33	88,19	42,70	38,15	24,77	22,13	150,93	138,82	74,56	66,06
AS (Subterrâneo)	202,65	185,20	103,97	92,27	42,70	38,15	24,77	22,13	159,95	147,05	79,20	70,14

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	37,47	7,17	9,03	0,00	28,44	7,17
A2 (88 a 138 kV)	47,97	10,32	38,01	6,66	9,96	3,66
A3 (69 kV)	62,46	16,20	46,05	10,14	16,41	6,06
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	84,18	26,97	88,86	26,61	-4,68	0,36
AS (Subterrâneo)	88,08	41,40	144,96	27,18	-56,88	14,22

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	8,99		8,87
AS (Subterrâneo)	13,80		9,06

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	776,62	759,98	99,33	88,19	531,22	526,67	24,77	22,13	245,40	233,31	74,56	66,06
AS (Subterrâneo)	812,70	795,32	103,97	92,27	531,22	526,67	24,77	22,13	281,48	268,65	79,20	70,14

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM -HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	(R\$/kW)		(R\$/kW)		(R\$/kW)	
SUBGRUPO						
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	26,97		26,61		0,36	
AS (Subterrâneo)	41,40		27,18		14,22	

DESCONTOS PERCENTUAIS			QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA			DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A			10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A			15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B			-	15

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)	3,01	0,00
A2 (88 a 138 kV)	12,67	2,22
A3 (69 kV)	15,35	3,38
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	29,62	8,87
BT (Menor que 2,3 kV)	48,32	9,06

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	25,21	25,21
A2 (88 a 138 kV)	25,21	25,21
A3 (69 kV)	25,21	25,21
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	25,21	25,21
BT (Menor que 2,3 kV)	25,21	25,21

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	12,67	2,22
A3 (69 kV)	15,35	3,38
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	29,62	8,87

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	2,22	
A3 (69 kV)	2,22	
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	2,22	

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V		QUADRO Q		
SUBGRUPO		R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA		TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah		0,0216790	0,0118270	0,0098520
Consumo mensal de 137 a 341 Ah		0,0257830	0,0140660	0,0117170

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V		QUADRO R		
SUBGRUPO		R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL		TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah		0,0600000	0,0300000	0,0300000

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	2,57	3,68	7,37	22,12
II - Aferição de medidor	3,32	5,53	7,37	36,88
III - Verificação de nível de tensão	3,32	5,53	6,63	36,88
IV - Religação normal	2,94	4,05	12,16	36,88
V - Religação de urgência	14,75	22,12	36,88	73,76
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,10	1,10	1,10	2,21

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 327, DE 28 DE ABRIL DE 2006

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica aplicáveis aos consumidores finais e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

Nota Técnica

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.001340/2006-94, e considerando que:

é da competência da ANEEL atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas de energia elétrica, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, conforme o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

as disposições sobre o reajuste tarifário anual constam da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/2000, celebrado entre a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE e a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30 de março de 2000;

conforme determinado no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, foi alterada a sistemática de cálculo do reajuste, cujas disposições constam do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica, aprovado na 9ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, em 14 de março de 2005;

as diretrizes para a abertura e o realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica foram estabelecidas nos Decretos nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, nº 4.667, de 4 de abril de 2003, nº 4.855, de 9 de outubro de 2003, e nº 5.163, de 30 de julho de 2004, na Resolução CNPE nº 012, de 17 de setembro de 2002, na Resolução ANEEL nº 666, de 29 de setembro de 2002, e na Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005;

as Leis nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, nº 10.865, de 30 de abril de 2004, e nº 11.196, de 21 de novembro de 2005, estabeleceram novas alíquotas e nova sistemática de apuração do valor da contribuição para os Programas de Integração Social – PIS ou de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS;

a Resolução Homologatória nº 112, de 09 de maio de 2005, estabeleceu em 0,614% o valor definitivo para o componente “Xe” do “Fator X” da CELPE;

a Resolução Homologatória nº 326, de 28 de abril de 2006, estabelece o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da CELPE; e

a última parcela de 50% (cinquenta por cento) do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, não contemplada no cálculo da revisão tarifária de 2005, em virtude do disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, está sendo incluída no reajuste tarifário anual de 2006, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do reajuste tarifário anual de 2006 da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE ficam reajustadas, em média, em 19,82% (dezenove vírgula oitenta e dois por cento), sendo 9,07% (nove vírgula zero sete por cento) relativo ao reajuste tarifário anual e 10,75% (dez vírgula setenta e cinco por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais.

Art. 3º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A e I-B estarão em vigor no período de 29 de abril de 2006 a 28 de abril de 2007, conforme as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reajuste tarifário anual e os componentes financeiros devidos; e

II - as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso anterior, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 4º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2007 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 5º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2006 a 28 de abril de 2007; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2007 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 6º Estabelecer a receita anual referente às instalações de conexão da concessionária de transmissão Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à CELPE, conforme as especificações a seguir:

I – a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 29 de abril de 2006 a 28 de abril de 2007 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão; e

II – a receita anual constante do Anexo III-B, sem o efeito financeiro mencionado no inciso I, estará em vigor a partir de 29 de abril de 2007, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 7º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, da CELPE, referente ao período de abril de 2006 a março de 2007, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Publicado no D.O de 02.05.2006, seção 1, p. 45, v. 143, n. 82.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 02.05.2006.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MW h)	(R\$/kW)	(R\$/MW h)	(R\$/kW)	(R\$/MW h)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		113,72		69,21		44,51
Consumo mensal de 31 a 80 kWh		194,95		118,64		76,31
Consumo mensal de 81 a 100 kWh		195,67		119,36		76,31
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		293,49		179,03		114,46
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		326,10		198,92		127,18

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,025018	0,015225	0,009793
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,029756	0,018108	0,011647

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,0496	0,0302	0,0193

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	2,57	3,68	7,37	22,12
II - Aferição de medidor	3,32	5,53	7,37	36,88

III - Verificação de nível de tensão	3,32	5,53	6,63	36,88
IV - Religação normal	2,94	4,05	12,16	36,88
V - Religação de urgência	14,75	22,12	36,88	73,76
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,10	1,10	1,10	2,21

ANEXO I-A

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA A	ENERGIA A	DEMANDA A	ENERGIA A	DEMANDA A	ENERGIA A
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	32,66	161,55	46,02	22,16	-13,36	139,39
AS (Subterrâneo)	48,28	169,11	63,21	12,21	-14,93	156,90
B1-RESIDENCIAL:		335,56		204,69		130,87
B2-RURAL		204,05		124,47		79,58
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		147,97		90,26		57,71
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		187,63		114,45		73,18
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		167,71		102,30		65,41
B4b – Bulbo da Lâmpada		184,12		112,31		71,81

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	9,45	1,48	3,45	0,00	6,00	1,48
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	23,95	5,96	22,17	5,25	1,78	0,71
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	38,41	12,02	42,16	12,94	-3,75	-0,92
AS (Subterrâneo)	40,18	18,46	63,21	12,21	-23,03	6,25

TARIFA HORO- SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMI- DA	SECA	UMI- DA
A1 (230 kV ou mais)	192,6 1	172,54	121,2 6	108,33	22,16	22,16	22,16	22,16	170,4 5	150,3 8	99,10	86,17
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	200,2 4	179,78	125,8 1	112,63	22,16	22,16	22,16	22,16	178,0 8	157,6 2	103,6 5	90,47

A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	231,2 2	210,21	130,7 7	117,66	22,16	22,16	22,16	22,16	209,0 6	188,0 5	108,6 1	95,50
AS (Subterrâneo)	242,0 0	220,00	136,8 6	123,11	22,16	22,16	22,16	22,16	219,8 4	197,8 4	114,7 0	100,9 5

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	28,38	4,45	10,37	0,00	18,01	4,45
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	71,83	17,87	66,49	15,74	5,34	2,13
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	115,22	36,04	126,47	38,80	-11,25	-2,76
AS (Subterrâneo)	120,54	55,39	189,63	36,64	-69,09	18,75

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	12,02	12,94	-0,92
AS (Subterrâneo)	18,46	12,21	6,25

TARIFA HORO- SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
	SECA	UMI- DA	SECA	UMI- DA	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	938,8 0	917,8 1	130,7 7	117,6 6	717,4 5	717,45	22,16	22,16	221,3 5	200,36	108,6 1	95,50
AS (Subterrâneo)	982,4 2	960,4 8	136,8 6	123,1 1	717,4 5	717,45	22,16	22,16	264,9 7	243,03	114,7 0	100,95

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	36,06	38,82	-2,76
AS (Subterrâneo)	55,38	36,63	18,75

ANEXO I-B

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)
TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A

SUBGRUPO	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	34,25	169,41	48,26	23,24	-14,01	146,17
AS (Subterrâneo)	50,63	177,33	66,29	12,81	-15,66	164,52
B3-DEMAIS CLASSES		341,33		208,21		133,12

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	9,91	1,55	3,62	0,00	6,29	1,55
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	25,10	6,24	23,24	5,50	1,86	0,74
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	40,26	12,61	44,20	13,57	-3,94	-0,96
AS (Subterrâneo)	42,14	19,36	66,29	12,81	-24,15	6,55

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SEC A	UMID A	SECA	UMIDA	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SECA	UMIDA	SECA	UMID A
A1 (230 kV ou mais)	201,97	180,93	127,15	113,60	23,24	23,24	23,24	23,24	178,73	157,69	103,91	90,36
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	209,98	188,52	131,92	118,11	23,24	23,24	23,24	23,24	186,74	165,28	108,68	94,87
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	242,45	220,43	137,12	123,38	23,24	23,24	23,24	23,24	219,21	197,19	113,88	100,14
AS (Subterrâneo)	253,77	230,69	143,51	129,09	23,24	23,24	23,24	23,24	230,53	207,45	120,27	105,85

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONT A	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	29,76	4,66	10,88	0,00	18,88	4,66
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	75,30	18,73	69,72	16,51	5,58	2,22
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	120,80	37,81	132,62	40,69	-11,82	-2,88

AS (Subterrâneo)	126,40	58,07	198,85	38,42	-72,45	19,65
------------------	--------	-------	--------	-------	--------	-------

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	12,61	13,57	-0,96
AS (Subterrâneo)	19,36	12,81	6,55

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	984,43	962,42	137,12	123,38	752,32	752,32	23,24	23,24	232,11	210,10	113,88	100,14
AS (Subterrâneo)	1030,16	1007,16	143,51	129,09	752,32	752,32	23,24	23,24	277,84	254,84	120,27	105,85

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM – HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	37,83	40,71	-2,88
AS (Subterrâneo)	58,08	38,43	19,65

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	28,85	142,69	40,65	19,57	-11,80	123,12
AS (Subterrâneo)	42,65	149,37	60,38	11,67	-17,73	137,70
B1-RESIDENCIAL:		296,39		180,80		115,59
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		103,32		62,86		40,46
Consumo mensal de 31 a 80 kWh		177,13		107,77		69,36
Consumo mensal de 81 a 100 kWh		177,85		108,49		69,36

Consumo mensal de 101 a 140 kWh		266,75		162,72		104,03
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		296,39		180,80		115,59
B2-RURAL		180,23		109,94		70,29
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		130,69		79,72		50,97
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		165,72		101,09		64,63
B3-DEMAIS CLASSES		287,52		175,39		112,13
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		148,13		90,36		57,77
B4b – Bulbo da Lâmpada		162,62		99,20		63,42

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,34	1,30	3,05	0,00	5,29	1,30
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	21,15	5,27	19,58	4,64	1,57	0,63
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	33,92	10,62	37,24	11,43	-3,32	-0,81
AS (Subterrâneo)	35,49	16,31	60,38	11,67	-24,89	4,64

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SEC A	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	170,12	152,40	107,10	95,68	19,57	19,57	19,57	19,57	150,55	132,83	87,53	76,11
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	176,87	158,78	111,11	99,48	19,57	19,57	19,57	19,57	157,30	139,21	91,54	79,91
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	204,22	185,67	115,49	103,92	19,57	19,57	19,57	19,57	184,65	166,10	95,92	84,35
AS (Subterrâneo)	213,74	194,31	120,87	108,73	19,57	19,57	19,57	19,57	194,17	174,74	101,30	89,16

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONT A	F. PONTA

A1 (230 kV ou mais)	25,02	3,90	9,15	0,00	15,87	3,90
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	63,45	15,81	58,74	13,92	4,71	1,89
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	101,76	31,86	111,72	34,29	-9,96	-2,43
AS (Subterrâneo)	106,47	48,93	181,14	35,01	-74,67	13,92

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE					QUADRO E							
					TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO					(R\$/kW)				(R\$/kW)		(R\$/kW)	
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)					10,62				11,43		-0,81	
AS (Subterrâneo)					16,31				11,67		4,64	
TARIFA HORO- SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A	SEC A	UMID A
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	829,2 3	810,69	115,4 9	103,92	633,7 1	633,71	19,57	19,57	195,5 2	176,98	95,92	84,35
AS (Subterrâneo)	867,7 5	848,38	120,8 7	108,73	633,7 1	633,71	19,57	19,57	234,0 4	214,67	101,3 0	89,16

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM – HORO-SAZONAL VERDE					QUADRO G							
					TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO					(R\$/kW)				(R\$/kW)		(R\$/kW)	
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)					31,86				34,29		-2,43	
AS (Subterrâneo)					48,93				35,01		13,92	

DESCONTOS PERCENTUAIS					QUADRO J							
UNIDADE CONSUMIDORA					DEMANDA				ENERGIA			
RURAL - GRUPO A					10				10			
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A					15				15			
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B					-				15			

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V					QUADRO Q							
SUBGRUPO					R\$/Ah							
RESIDENCIAL BAIXA RENDA					TUSD+ TUST+ TE		TUSD + TUST		TE			
Consumo mensal até 136 Ah					0,022822		0,013922		0,008901			
Consumo mensal de 137 a 341 Ah					0,027144		0,016558		0,010586			

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V					QUADRO R							
SUBGRUPO					R\$/Ah							
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL					TUSD+ TUST+ TE		TUSD + TUST		TE			

Consumo mensal até 820 Ah	0,045056	0,027484	0,017572
---------------------------	----------	----------	----------

ANEXO II-A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	14,93	2,53
A3 (69 kV)	19,92	4,72
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	37,88	11,63
BT (Menor que 2,3 kV)	61,43	11,87

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	19,91	19,91
A3a (30 a 44 kV)	19,91	19,91
A4 (2,3 a 25 kV)		
BT (Menor que 2,3 kV)	19,91	19,91

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	13,42	2,27
A3 (69 kV)	17,91	4,23
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	34,02	10,43

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	0,78	
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	0,78	

ANEXO II-B

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	14,68	2,49

A3 (69 kV)	19,58	4,64
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	37,24	11,43
BT (Menor que 2,3 kV)	60,38	11,67

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	19,57	19,57
A3a (30 a 44 kV)	19,57	19,57
A4 (2,3 a 25 kV)		
BT (Menor que 2,3 kV)	19,57	19,57

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	13,37	2,26
A3 (69 kV)	17,84	4,22
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	33,88	10,39

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	0,78	
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	0,78	

ANEXO III-A

RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Vigente no período de 29 de abril de 2006 a 28 de abril de 2007.

EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALORES EM R\$
CHESF	CELPE	4.601.035,56

ANEXO III-B

RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Vigente a partir de 29 de abril de 2007.

EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALORES EM R\$
CHESF	CELPE	4.518.498,93

ANEXO IV

TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE VALORES NO PERÍODO DE ABRIL DE 2006 A MARÇO DE 2007

CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL VALOR EM R\$	TFSEE MENSAL VALOR EM R\$
----------------	-----------------------------	------------------------------

CELPE	3.447.658,43	287.304,87
-------	--------------	------------

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 459, DE 24 DE ABRIL DE 2007.

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

Nota Técnica

Nota Técnica Complementar

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.000099/2007-49, e considerando que:

é da competência da ANEEL atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas de energia elétrica, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, conforme o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e

as disposições sobre o reajuste tarifário anual constam da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/2000, celebrado entre a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE e a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30 de março de 2000, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do reajuste tarifário anual de 2007 da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE constantes do Anexo II da Resolução Homologatória nº 327, de 28 de abril de 2006, ficam reajustadas, em média, em 12,45% (doze vírgula quarenta e cinco por cento), sendo 8,28% (oito vírgula vinte e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e 4,17% (quatro vírgula dezessete por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais, correspondendo a um efeito médio de 2,45% (dois vírgula quarenta e cinco por cento) a ser percebido pelos consumidores.

Art. 3º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A e I-B estarão em vigor no período de 29 de abril de 2007 a 28 de abril de 2008, conforme as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reajuste tarifário anual e os componentes financeiros devidos; e

II - as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso anterior, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 4º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2008 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 5º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2007 a 28 de abril de 2008; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2008 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 6º Estabelecer as receitas anuais constantes dos Anexos III-A e III-B, referentes às instalações de conexão da concessionária de transmissão Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à CELPE, conforme as especificações a seguir:

I – a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 29 de abril de 2007 a 28 de abril de 2008 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão; e

II – a receita anual constante do Anexo III-B, estará em vigor a partir de 29 de abril de 2008, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 7º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CELPE, referente ao período de abril de 2007 a março de 2008, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 8º Após o final do recolhimento do valor relativo à Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, conforme a Resolução Normativa nº 1, de 12 de janeiro de 2004, as tarifas passarão a vigorar conforme o Anexo V desta Resolução.

Parágrafo único. Na ocorrência do disposto no “caput” as tarifas constantes do Anexo II permanecerão como base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 9º Fixar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e o encargo anual de conexão da CELPE para o consumidor Petroflex Indústria e Comércio S.A., constante do Anexo VI, a serem cobradas retroativamente para o período de 29 de abril de 2006 a 28 de abril de 2007.

Art. 10. Estabelecer as receitas anuais constantes do Anexo VII, referentes às instalações de conexão dedicadas aos consumidores M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A., que estarão em vigor no período de 29 de abril de 2007 a 28 de abril de 2008.

Art. 11. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 27.04.2007, seção 1, p. 61, v. 144, n. 81.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		113,89		72,54		41,35
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		196,07		124,88		71,19
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		197,24		126,05		71,19
Consumo mensal superior a 100 a 140 kWh		295,82		189,05		106,77
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		328,69		210,06		118,63

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT): 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,025058	0,015960	0,009098
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,029924	0,019060	0,010865

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0.0500	0.0319	0.0180

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,57	5,11	10,22	30,70
II - Aferição de medidor	4,60	7,67	10,22	51,17
III - Verificação de nível de tensão	4,60	7,67	9,21	51,17
IV - Religação normal	4,08	5,62	16,87	51,17
V - Religação de urgência	20,46	30,70	51,17	102,34
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,52	1,52	1,52	3,06

Parâmetros para cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)							
Nível de Tensão	BT	AS	A4	A3a	A3	A2	A1
TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)	10,64	10,64	10,41	-	3,97	2,61	-
WACC (%)	11,26%						
Parcela B (R\$)	713.728.088,96						
Taxa de depreciação – D (%)	4,63%						
Operação e manutenção – O&M (R\$)	377.982.285,25						

ANEXO I-A

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	41,53	147,53	44,24	21,19	-2,71	126,34
AS (Subterrâneo)	61,40	154,44	65,41	22,18	-4,01	132,26
B1-RESIDENCIAL:		338,22		216,15		122,07
B2-RURAL		205,67		131,44		74,23
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		149,14		95,31		53,83
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		189,11		120,86		68,25
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		169,04		108,03		61,01
B4b – Bulbo da Lâmpada		185,57		118,59		66,98

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	5,52	0,38	4,14	0,00	1,38	0,38
A2 (88 a 138 kV)	20,09	3,89	20,59	3,99	-0,50	-0,10
A3 (69 kV)	24,67	5,86	24,73	5,78	-0,06	0,08
A4 (2,3 a 25 kV)	44,88	13,75	46,76	14,25	-1,88	-0,50
AS (Subterrâneo)	46,96	21,12	73,68	14,17	-26,72	6,95

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	212,91	191,48	130,47	117,71	14,31	14,31	14,31	14,31	198,60	177,17	116,16	103,40
A2 (88 a 138 kV)	184,90	166,75	113,19	102,45	14,31	14,31	14,31	14,31	170,59	152,44	98,88	88,14
A3 (69 kV)	214,87	193,33	131,64	118,81	14,31	14,31	14,31	14,31	200,56	179,02	117,33	104,50
A4 (2,3 a 25 kV)	222,81	201,14	132,91	120,10	14,31	14,31	14,31	14,31	208,50	186,83	118,60	105,79
AS (Subterrâneo)	233,20	210,50	139,10	125,65	14,31	14,31	14,31	14,31	218,89	196,19	124,79	111,34

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	16,54	1,14	12,41	0,00	4,13	1,14
A2 (88 a 138 kV)	60,27	11,67	61,77	11,97	-1,50	-0,30
A3 (69 kV)	74,01	17,58	74,19	17,34	-0,18	0,24
A4 (2,3 a 25 kV)	134,64	41,25	140,28	42,75	-5,64	-1,50
AS (Subterrâneo)	140,88	63,36	221,04	42,51	-80,16	20,85

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A4 (2,3 a 25 kV)	13,75		-0,50
AS (Subterrâneo)	21,12		6,95

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	982,16	960,49	132,91	120,10	785,61	785,61	14,31	14,31	196,55	174,88	118,60	105,79
AS (Subterrâneo)	1027,79	1005,14	139,10	125,65	785,61	785,61	14,31	14,31	242,18	219,53	124,79	111,34

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	41,25	42,75	-1,50
AS (Subterrâneo)	63,36	42,51	20,85

ANEXO I-B

CELPE

LEGENDA: TARIFA CONVENCIONAL	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	43,55	154,70	46,39	22,22	-2,84	132,48
AS (Subterrâneo)	64,38	161,94	68,58	23,26	-4,20	138,68
B3-DEMAIS CLASSES		344,04		219,87		124,17

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	5,78	0,40	4,34	0,00	1,44	0,40
A2 (88 a 138 kV)	21,07	4,08	21,59	4,18	-0,52	-0,10
A3 (69 kV)	25,86	6,14	25,93	6,06	-0,07	0,08
A4 (2,3 a 25 kV)	47,07	14,43	49,04	14,95	-1,97	-0,52
AS (Subterrâneo)	49,25	22,15	77,27	14,86	-28,02	7,29

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	223,25	200,78	136,80	123,42	15,00	15,00	15,00	15,00	208,25	185,78	121,80	108,42
A2 (88 a 138 kV)	193,88	174,85	118,69	107,42	15,00	15,00	15,00	15,00	178,88	159,85	103,69	92,42
A3 (69 kV)	225,30	202,72	138,03	124,58	15,00	15,00	15,00	15,00	210,30	187,72	123,03	109,58
A4 (2,3 a 25 kV)	233,63	210,91	139,36	125,93	15,00	15,00	15,00	15,00	218,63	195,91	124,36	110,93
AS (Subterrâneo)	244,52	220,72	145,85	131,76	15,00	15,00	15,00	15,00	229,52	205,72	130,85	116,76

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	17,34	1,20	13,01	0,00	4,33	1,20
A2 (88 a 138 kV)	63,21	12,24	64,77	12,54	-1,56	-0,30
A3 (69 kV)	77,58	18,42	77,79	18,18	-0,21	0,24
A4 (2,3 a 25 kV)	141,21	43,29	147,12	44,85	-5,91	-1,56
AS (Subterrâneo)	147,75	66,45	231,81	44,58	-84,06	21,87

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	14,43	14,95	-0,52
AS (Subterrâneo)	22,15	14,86	7,29

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A4 (2,3 a 25 kV)	1029,88	1007,16	139,36	125,93	823,78	823,78	15,00	15,00	206,10	183,38	124,36	110,93
AS (Subterrâneo)	1077,72	1053,98	145,85	131,76	823,78	823,78	15,00	15,00	253,94	230,20	130,85	116,76

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	43,29	44,85	-1,56
AS (Subterrâneo)	66,45	44,58	21,87

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	38,83	137,95	41,37	19,81	-2,54	118,14
AS (Subterrâneo)	57,40	144,41	61,16	20,74	-3,76	123,67
B1-RESIDENCIAL:		316,29		202,13		114,16
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		109,57		69,78		39,79
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		188,62		120,12		68,50
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		189,79		121,29		68,50
Consumo mensal superior a 100 a 140 kWh		284,66		181,92		102,74
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		316,29		202,13		114,16
B2-RURAL		192,33		122,91		69,42
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		139,47		89,13		50,34
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		176,85		113,02		63,83
B3-DEMAIS CLASSES		306,82		196,08		110,74
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		158,07		101,02		57,05
B4b – Bulbo da Lâmpada		173,53		110,90		62,63

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	5,16	0,35	3,87	0,00	1,29	0,35
A2 (88 a 138 kV)	18,79	3,64	19,26	3,73	-0,47	-0,09
A3 (69 kV)	23,07	5,48	23,13	5,40	-0,06	0,08
A4 (2,3 a 25 kV)	41,97	12,87	43,73	13,33	-1,76	-0,46
AS (Subterrâneo)	43,91	19,77	70,74	13,61	-26,83	6,16

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	199,10	179,06	122,01	110,07	13,38	13,38	13,38	13,38	185,72	165,68	108,63	96,69
A2 (88 a 138 kV)	172,90	155,93	105,85	95,80	13,38	13,38	13,38	13,38	159,52	142,55	92,47	82,42
A3 (69 kV)	200,93	180,79	123,09	111,10	13,38	13,38	13,38	13,38	187,55	167,41	109,71	97,72
A4 (2,3 a 25 kV)	208,35	188,09	124,28	112,31	13,38	13,38	13,38	13,38	194,97	174,71	110,90	98,93
AS (Subterrâneo)	218,06	196,84	130,07	117,51	13,38	13,38	13,38	13,38	204,68	183,46	116,69	104,13

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	15,48	1,05	11,61	0,00	3,87	1,05
A2 (88 a 138 kV)	56,37	10,92	57,78	11,19	-1,41	-0,27
A3 (69 kV)	69,21	16,44	69,39	16,20	-0,18	0,24
A4 (2,3 a 25 kV)	125,91	38,61	131,19	39,99	-5,28	-1,38
AS (Subterrâneo)	131,73	59,31	212,22	40,83	-80,49	18,48

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E			
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST	
	(R\$/kW)		(R\$/kW)	
	SUBGRUPO		SUBGRUPO	
A4 (2,3 a 25 kV)	12,87		13,33	
AS (Subterrâneo)	19,77		13,61	

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	918,47	898,21	124,28	112,31	734,67	734,67	13,38	13,38	183,80	163,54	110,90	98,93
AS (Subterrâneo)	961,14	939,97	130,07	117,51	734,67	734,67	13,38	13,38	226,47	205,30	116,69	104,13

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G			
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST	
	(R\$/kW)		(R\$/kW)	
	SUBGRUPO		SUBGRUPO	
A4 (2,3 a 25 kV)	38,61		39,99	
AS (Subterrâneo)	59,31		40,83	

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
	UNIDADE CONSUMIDORA	
	DEMANDA	ENERGIA
	RURAL - GRUPO A	
	10	10
	15	15
	-	15

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO Q		
	R\$/Ah		
	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
	SUBGRUPO		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA			
Consumo mensal até 136 Ah	0,024257	0,015502	0,008755
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,028967	0,018512	0,010455

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,048080	0,030727	0,017353

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,57	5,11	10,22	30,70
II - Aferição de medidor	4,60	7,67	10,22	51,17
III - Verificação de nível de tensão	4,60	7,67	9,21	51,17
IV - Religação normal	4,08	5,62	16,87	51,17
V - Religação de urgência	20,46	30,70	51,17	102,34
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,52	1,52	1,52	3,06

ANEXO II-A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	3,58	0,00
A2 (88 a 138 kV)	19,49	3,77
A3 (69 kV)	23,41	5,47
A4 (2,3 a 25 kV)	44,27	13,49
BT (Menor que 2,3 kV)	71,61	13,77

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	13,54	13,54
A2 (88 a 138 kV)	13,54	13,54
A3 (69 kV)	13,54	13,54
A4 (2,3 a 25 kV)	13,54	13,54
BT (Menor que 2,3 kV)	13,54	13,54

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	18,06	3,49
A3 (69 kV)	21,68	5,06
A4 (2,3 a 25 kV)	40,99	12,49

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A2 (88 a 138 kV)	0,75	
A3 (69 kV)	0,75	
A4 (2,3 a 25 kV)	0,75	

TUSD - APE e PIE	QUADRO T	
	TUSD	
	ENERGIA (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	1,03	1,03
A2 (88 a 138 kV)	1,03	1,03
A3 (69 kV)	1,03	1,03
A4 (2,3 a 25 kV)	1,03	1,03
BT (Menor que 2,3 kV)	1,03	1,03

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 50%	QUADRO U	
	TUSD + TUST	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	1,93	0,00
A2 (88 a 138 kV)	10,48	2,03
A3 (69 kV)	12,59	2,94
A4 (2,3 a 25 kV)	23,81	7,26
BT (Menor que 2,3 kV)	38,52	7,41

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 100%	QUADRO V	
	TUSD + TUST	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	0,27	0,00
A2 (88 a 138 kV)	1,48	0,29
A3 (69 kV)	1,77	0,41
A4 (2,3 a 25 kV)	3,35	1,02
BT (Menor que 2,3 kV)	5,42	1,04

ANEXO II-B

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	3,54	0,00
A2 (88 a 138 kV)	19,26	3,73
A3 (69 kV)	23,13	5,40
A4 (2,3 a 25 kV)	43,73	13,33
BT (Menor que 2,3 kV)	70,74	13,61

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
SUBGRUPO	ENCARGO (R\$/MWh)	
	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	13,38	13,38
A2 (88 a 138 kV)	13,38	13,38
A3 (69 kV)	13,38	13,38
A4 (2,3 a 25 kV)	13,38	13,38
BT (Menor que 2,3 kV)	13,38	13,38

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	17,74	3,43
A3 (69 kV)	21,30	4,97
A4 (2,3 a 25 kV)	40,26	12,27

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
A2 (88 a 138 kV)	0,73	
A3 (69 kV)	0,73	
A4 (2,3 a 25 kV)	0,73	

TUSD - APE e PIE	QUADRO T	
Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL n° 166/2005.	TUSD	
	ENERGIA (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	1,01	1,01
A2 (88 a 138 kV)	1,01	1,01
A3 (69 kV)	1,01	1,01
A4 (2,3 a 25 kV)	1,01	1,01
BT (Menor que 2,3 kV)	1,01	1,01

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 50%	QUADRO U	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	3,09	0,00
A2 (88 a 138 kV)	10,36	2,01
A3 (69 kV)	12,44	2,91
A4 (2,3 a 25 kV)	23,52	7,17
BT (Menor que 2,3 kV)	38,05	7,32

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 100%	QUADRO V	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A.	0,27	0,00
A2 (88 a 138 kV)	1,46	0,28
A3 (69 kV)	1,75	0,41
A4 (2,3 a 25 kV)	3,31	1,01
BT (Menor que 2,3 kV)	5,36	1,03

ANEXO III-A		
VALOR ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Vigente no período de 29 de abril de 2007 a 28 de março de 2008.		
TRANSMISSORA	CONCESSIONÁRIA	VALOR ANUAL EM R\$
CHESF	CELPE	4.368.881,14

ANEXO III-B		
RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Vigente a partir de 28 de abril de 2008.		
TRANSMISSORA	CONCESSIONÁRIA	VALOR EM R\$
CHESF	CELPE	4.419.636,90

ANEXO IV		
TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE		
VALORES NO PERÍODO DE ABRIL DE 2007 A MARÇO DE 2008		
CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL VALOR EM R\$	TFSEE MENSAL VALOR EM R\$
CELPE	4.817.833,88	401.486,16

ANEXO V

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	40,36	143,37	43,00	20,59	-2,64	122,78
AS (Subterrâneo)	59,66	150,08	63,56	21,55	-3,90	128,53
B1-RESIDENCIAL:		328,69		210,06		118,63
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		113,89		72,54		41,35
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		196,07		124,88		71,19
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		197,24		126,05		71,19
Consumo mensal superior a 100 a 140 kWh		295,82		189,05		106,77
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		328,69		210,06		118,63
B2-RURAL		199,87		127,73		72,14
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		144,93		92,62		52,31
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		183,78		117,45		66,33
B3-DEMAIS CLASSES		318,85		203,77		115,08
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		164,27		104,98		59,29
B4b – Bulbo da Lâmpada		180,34		115,25		65,09

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	5,36	0,37	4,02	0,00	1,34	0,37
A2 (88 a 138 kV)	19,53	3,78	20,01	3,87	-0,48	-0,09
A3 (69 kV)	23,97	5,69	24,03	5,61	-0,06	0,08
A4 (2,3 a 25 kV)	43,62	13,37	45,45	13,85	-1,83	-0,48
AS (Subterrâneo)	45,64	20,53	71,61	13,77	-25,97	6,76

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	206,91	186,08	126,79	114,39	13,91	13,91	13,91	13,91	193,00	172,17	112,88	100,48
A2 (88 a 138 kV)	179,69	162,05	110,00	99,56	13,91	13,91	13,91	13,91	165,78	148,14	96,09	85,65
A3 (69 kV)	208,81	187,88	127,93	115,46	13,91	13,91	13,91	13,91	194,90	173,97	114,02	101,55
A4 (2,3 a 25 kV)	216,53	195,47	129,16	116,71	13,91	13,91	13,91	13,91	202,62	181,56	115,25	102,80
AS (Subterrâneo)	226,63	204,57	135,18	122,12	13,91	13,91	13,91	13,91	212,72	190,66	121,27	108,21

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	16,08	1,11	12,06	0,00	4,02	1,11
A2 (88 a 138 kV)	58,59	11,34	60,03	11,61	-1,44	-0,27
A3 (69 kV)	71,91	17,07	72,09	16,83	-0,18	0,24
A4 (2,3 a 25 kV)	130,86	40,11	136,35	41,55	-5,49	-1,44
AS (Subterrâneo)	136,92	61,59	214,83	41,31	-77,91	20,28

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	13,37	13,85	-0,48
AS (Subterrâneo)	20,53	13,77	6,76

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	954,48	933,42	129,16	116,71	763,47	763,47	13,91	13,91	191,01	169,95	115,25	102,80
AS (Subterrâneo)	998,82	976,82	135,18	122,12	763,47	763,47	13,91	13,91	235,35	213,35	121,27	108,21

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	40,11	41,55	-1,44
AS (Subterrâneo)	61,59	41,31	20,28

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO Q		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 136 Ah	0,025208	0,016109	0,009098
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,030102	0,019238	0,010865

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM (VOLT) : 220 V	QUADRO R		
SUBGRUPO	R\$/Ah		
SUBGRUPO B3 – CLASSE COMERCIAL	TUSD+ TUST+ TE	TUSD + TUST	TE
Consumo mensal até 820 Ah	0,049965	0,031932	0,018034

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,57	5,11	10,22	30,70
II - Aferição de medidor	4,60	7,67	10,22	51,17
III - Verificação de nível de tensão	4,60	7,67	9,21	51,17
IV - Religação normal	4,08	5,62	16,87	51,17
V - Religação de urgência	20,46	30,70	51,17	102,34
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,52	1,52	1,52	3,06

ANEXO VI RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL (Em Reais)	VALOR MENSAL (Em Reais)
Petroflex Indústria e Comércio S.A	107.383,54	8.948,63

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – Petroflex Indústria e Comércio S.A	2,83	0,00

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD + TUST	
	ENERGIA (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – Petroflex Indústria e Comércio S.A	19,91	19,91

ANEXO VII		
RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL (Em Reais)	VALOR MENSAL (Em Reais)
M&G Polímeros Brasil S.A.	125.901,69	10.491,81
Petroflex Indústria e Comércio S.A.	111.960,42	9.330,04

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 642, DE 22 DE ABRIL DE 2008.

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

Nota Técnica

Relatório

Voto

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/2000, de **“30 de março de 2000, o que consta do Processo nº 48500.006044/2007-13, resolve:”**

Art. 1º Homologar o resultado do reajuste tarifário anual de 2008 da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE constantes do Anexo II da Resolução Homologatória nº 459, de 24 de abril de 2007, ficam reajustadas, em média, em 7,48% (sete vírgula quarenta e oito por cento), sendo 7,08% (sete vírgula zero oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e 0,40% (zero vírgula quarenta por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais, correspondendo a um efeito médio de 3,34% (três vírgula trinta e quatro por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

Art. 3º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A e I-B estarão em vigor no período de 29 de abril de 2008 a 28 de abril de 2009, conforme as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reajuste tarifário anual e os componentes financeiros devidos; e

II - as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso anterior, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 4º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 5º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2008 a 28 de abril de 2009; e

II - as tarifas constantes do Anexo II-B estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 6º Estabelecer as receitas anuais constantes dos Anexos III-A e III-B, referentes às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, relativas às Demais Instalações de Transmissão - DIT dedicadas à CELPE, conforme as especificações a seguir:

I - a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 29 de abril de 2008 a 28 de abril de 2009 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão; e

II - a receita anual constante do Anexo III-B, estará em vigor a partir de 29 de abril de 2009, devendo constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 7º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CELPE, referente ao período de abril de 2008 a março de 2009, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 8º Após o final do recolhimento do valor relativo à Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, conforme a Resolução Normativa nº 001, de 12 de janeiro de 2004, as tarifas passarão a vigorar conforme o Anexo V desta Resolução.

Parágrafo único. Na ocorrência do disposto no “caput”, as tarifas constantes do Anexo II permanecerão como base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 9º Estabelecer as receitas anuais constantes do Anexo VI, referentes às instalações de conexão dedicadas aos consumidores M&G Polímeros Brasil S.A., Petroflex Indústria e Comércio S.A. e Companhia Alcoolquímica Nacional, que estarão em vigor no período de 29 de abril de 2008 a 28 de abril de 2009.

Art. 10. Fixar o pagamento à CELPE, em até 12 (doze) vezes, dos valores apurados relativos às diferenças de PIS/COFINS pagos no período de dezembro de 2002 a junho de 2005, pelas distribuidoras discriminadas no Anexo VII.

Art. 11. Para atender ao princípio de modicidade tarifária e à condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na revisão tarifária periódica da CELPE, fica diferida a última parcela do acréscimo de receita da “Parcela B”, resultante do reposicionamento tarifário de 2005 e estabelecido em definitivo na Resolução Homologatória nº 326, de 28 de abril de 2006, para ser aplicada em abril de 2009, data da próxima Revisão Tarifária Periódica da CELPE, devidamente atualizada.

Art. 12. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 29.04.2008, seção 1, p. 58, v. 145, n. 81.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 07.05.2008, seção 1, p. 62, v. 145, n. 86.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		116,22		74,52		41,70
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		201,30		129,08		72,22
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		202,82		130,60		72,22
Consumo mensal superior a 100 até 140 kWh		304,20		195,88		108,32
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		338,01		217,65		120,36

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,74	5,35	10,70	32,15
II - Aferição de medidor	4,82	8,03	10,70	53,59
III - Verificação de nível de tensão	4,82	8,03	9,64	53,59
IV - Religação normal	4,27	5,88	17,67	53,59
V - Religação de urgência	21,43	32,15	53,59	107,18
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,60	1,60	1,60	3,21

Parâmetros para cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)							
Nível de Tensão	BT	AS	A4	A3a	A3	A2	A1
TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)	11,38	11,38	11,13	-	4,24	2,79	-
WACC (%)	11,26						
Parcela B (R\$)	713.728.088,96						
Taxa de depreciação - D (%)	4,63%						
Operação e manutenção - O&M (R\$)	377.982.285,25						

ANEXO I-A

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	45,89	145,64	45,89	21,79		123,85
AS (Subterrâneo)	67,84	152,46	67,84	22,81		129,65
B1-RESIDENCIAL:		347,81		223,96		123,85
B2-RURAL		211,50		136,19		75,31
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		153,37		98,76		54,61
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		194,48		125,23		69,25

B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:					
B4a – Rede de Distribuição		173,83		111,93	61,90
B4b – Bulbo da Lâmpada		190,82		122,87	67,95

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	4,14	0,00	4,14	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	25,53	5,98	25,53	5,98	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	48,40	14,78	48,40	14,78	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	50,64	22,70	79,13	15,23	-28,49	7,47

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	224,55	202,20	136,51	123,53	14,82	14,82	14,82	14,82	209,73	187,38	121,69	108,71
A3 (69 kV)	224,55	202,20	136,51	123,53	14,82	14,82	14,82	14,82	209,73	187,38	121,69	108,71
A4 (2,3 a 25 kV)	224,55	202,20	136,51	123,53	14,82	14,82	14,82	14,82	209,73	187,38	121,69	108,71
AS (Subterrâneo)	235,01	211,60	142,87	129,25	14,82	14,82	14,82	14,82	220,19	196,78	128,05	114,43

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	12,40	0,00	12,40	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	76,59	17,94	76,59	17,94	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	145,20	44,34	145,20	44,34	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	151,92	68,10	237,39	45,69	-85,47	22,41

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	14,78		14,78
AS (Subterrâneo)	22,70		15,23

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1022,77	1000,42	136,51	123,53	813,04	813,04	14,82	14,82	209,73	187,38	121,69	108,71
AS (Subterrâneo)	1070,28	1046,93	142,87	129,25	813,04	813,04	14,82	14,82	257,24	233,89	128,05	114,43

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	44,34		44,34
AS (Subterrâneo)	68,10		45,69

ANEXO I-B

CELPE

LEGENDA: TARIFA CONVENCIONAL	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	48,12	152,72	48,12	22,85	0,00	129,87
AS (Subterrâneo)	71,14	159,87	71,14	23,92	0,00	135,95
B3-DEMAIS CLASSES		353,79		227,81		125,98

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica, M&G e Petroflex	3,71	0,00	3,71	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	4,31	0,00	4,31	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	26,77	6,27	26,77	6,27	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	50,75	15,50	50,75	15,50	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	53,09	23,80	82,97	15,97	-29,88	7,83

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	235,46	212,02	143,14	129,53	15,54	15,54	15,54	15,54	219,92	196,48	127,60	113,99
A3 (69 kV)	235,46	212,02	143,14	129,53	15,54	15,54	15,54	15,54	219,92	196,48	127,60	113,99
A4 (2,3 a 25 kV)	235,46	212,02	143,14	129,53	15,54	15,54	15,54	15,54	219,92	196,48	127,60	113,99
AS (Subterrâneo)	246,43	221,89	149,81	135,53	15,54	15,54	15,54	15,54	230,89	206,35	134,27	119,99

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica, M&G e Petroflex	11,13	0,00	11,13	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	12,92	0,00	12,92	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	80,31	18,81	80,31	18,81	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	152,25	46,50	152,25	46,50	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	159,27	71,40	248,91	47,91	-89,64	23,49

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	15,50	15,50	0,00
AS (Subterrâneo)	23,80	15,97	7,83

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1072,46	1049,02	143,14	129,53	852,54	852,54	15,54	15,54	219,92	196,48	127,60	113,99
AS (Subterrâneo)	1122,28	1097,79	149,81	135,53	852,54	852,54	15,54	15,54	269,74	245,25	134,27	119,99

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	46,50	46,50	0,00
AS (Subterrâneo)	71,40	47,91	23,49

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	44,44	141,03	44,44	21,10	0,00	119,93
AS (Subterrâneo)	65,69	147,64	65,69	22,09	0,00	125,55
B1-RESIDENCIAL:		336,82		216,89		119,93
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		115,80		74,25		41,55
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		200,59		128,62		71,97
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		202,11		130,14		71,97
Consumo mensal superior a 100 até 140 kWh		303,14		195,20		107,94
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		336,82		216,89		119,93
B2-RURAL		204,81		131,88		72,93
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		148,53		95,64		52,89
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		188,33		121,27		67,06
B3-DEMAIS CLASSES		326,73		210,39		116,34
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		168,33		108,39		59,94
B4b – Bulbo da Lâmpada		184,79		118,99		65,80

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica, M&G e Petroflex	3,43	0,00	3,43	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	3,98		3,98	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	24,72	5,79	24,72	5,79	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	46,87	14,31	46,87	14,31	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	49,04	21,98	75,90	14,61	-26,86	7,37

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	217,46	195,81	132,20	119,63	14,35	14,35	14,35	14,35	203,11	181,46	117,85	105,28
A3 (69 kV)	217,46	195,81	132,20	119,63	14,35	14,35	14,35	14,35	203,11	181,46	117,85	105,28
A4 (2,3 a 25 kV)	217,46	195,81	132,20	119,63	14,35	14,35	14,35	14,35	203,11	181,46	117,85	105,28
AS (Subterrâneo)	227,59	204,92	138,36	125,17	14,35	14,35	14,35	14,35	213,24	190,57	124,01	110,82

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica, M&G e Petroflex	10,28	0,00	10,28	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	11,94	0,00	11,94	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	74,16	17,37	74,16	17,37	0,00	0,00
A4 (2,3 kV a 25 kV)	140,61	42,93	140,61	42,93	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	147,12	65,94	227,70	43,83	-80,58	22,11

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A4 (2,3 a 25 kV)	14,31		0,00
AS (Subterrâneo)	21,98		7,37

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	990,46	968,81	132,20	119,63	787,35	787,35	14,35	14,35	203,11	181,46	117,85	105,28
AS (Subterrâneo)	1036,47	1013,85	138,36	125,17	787,35	787,35	14,35	14,35	249,12	226,50	124,01	110,82

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM -HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A4 (2,3 a 25 kV)	42,93		0,00
AS (Subterrâneo)	65,94		22,11

DESCONTOS PERCENTUAIS				QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA				DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A				10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A				15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B				-	15

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,74	5,35	10,70	32,15
II - Aferição de medidor	4,82	8,03	10,70	53,59
III - Verificação de nível de tensão	4,82	8,03	9,64	53,59
IV - Religação normal	4,27	5,88	17,67	53,59
V - Religação de urgência	21,43	32,15	53,59	107,18
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,60	1,60	1,60	3,21

ANEXO II-A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Petroflex	3,48	0,00
A3 (69 kV)	25,04	5,87
A4 (2,3 a 25 kV)	47,48	14,50
BT (Menor que 2,3 kV)	76,90	14,80

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,54	14,54
A3 (69 kV)	14,54	14,54
A4 (2,3 a 25 kV)	14,54	14,54
BT (Menor que 2,3 kV)	14,54	14,54

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	22,82	5,34
A4 (2,3 a 25 kV)	43,26	13,20

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A3 (69 kV)	0,92	
A4 (2,3 a 25 kV)	0,92	

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,09	1,09
A4 (2,3 a 25 kV)	1,09	1,09
BT (Menor que 2,3 kV)	1,09	1,09

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 50%	QUADRO U	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	13,47	3,16
A4 (2,3 a 25 kV)	25,53	7,80
BT (Menor que 2,3 kV)	41,35	7,96

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 100%	QUADRO V	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,89	0,44
A4 (2,3 a 25 kV)	3,59	1,09
BT (Menor que 2,3 kV)	5,81	1,12

ANEXO II-B

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Petroflex	3,43	0,00
A3 (69 kV)	24,72	5,79
A4 (2,3 a 25 kV)	46,87	14,31
BT (Menor que 2,3 kV)	75,90	14,61

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Petroflex	14,35	14,35
A3 (69 kV)	14,35	14,35
A4 (2,3 a 25 kV)	14,35	14,35
BT (Menor que 2,3 kV)	14,35	14,35

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	22,77	5,33
A4 (2,3 a 25 kV)	43,15	13,17

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A3 (69 kV)	0,91	
A4 (2,3 a 25 kV)	0,91	

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,08	1,08
A4 (2,3 a 25 kV)	1,08	1,08
BT (Menor que 2,3 kV)	1,08	1,08

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 50%	QUADRO U	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	13,29	3,11
A4 (2,3 a 25 kV)	25,20	7,70
BT (Menor que 2,3 kV)	40,82	7,86

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Desconto da TUSD - 100%	QUADRO V	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,87	0,44
A4 (2,3 a 25 kV)	3,54	1,08
BT (Menor que 2,3 kV)	5,73	1,10

ANEXO III-A		
VALOR ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Vigente no período de 29 de abril de 2008 a 28 de março de 2009.		
TRANSMISSORA	CONCESSIONÁRIA	VALOR ANUAL EM R\$
CHESF	CELPE	6.790.875,59

ANEXO III-B		
RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Vigente a partir de 28 de abril de 2009.		
TRANSMISSORA	CONCESSIONÁRIA	VALOR EM R\$

CHESF	CELPE	5.829.430,86
-------	-------	--------------

ANEXO IV TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE VALORES NO PERÍODO DE ABRIL DE 2008 A MARÇO DE 2009		
CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL VALOR EM R\$	TFSEE MENSAL VALOR EM R\$
CELPE	5.297.752,64	441.479,39

ANEXO V

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	44,60	141,54	44,60	21,18	0,00	120,36
AS (Subterrâneo)	65,93	148,17	65,93	22,17	0,00	126,00
B1-RESIDENCIAL:		338,01		217,65		120,36
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		116,22		74,52		41,70
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		201,30		129,08		72,22
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		202,82		130,60		72,22
Consumo mensal superior a 100 a 140 kWh		304,20		195,88		108,32
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		338,01		217,65		120,36
B2-RURAL		205,54		132,35		73,19
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		149,04		95,97		53,07
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		189,00		121,70		67,30
B3-DEMAIS CLASSES		327,89		211,13		116,76
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		168,92		108,77		60,15
B4b – Bulbo da Lâmpada		185,44		119,41		66,03

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica, M&G e Petroflex	3,44	0,00	3,44	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	3,99	0,00	3,99	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	24,81	5,81	24,81	5,81	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	47,03	14,36	47,03	14,36	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	49,21	22,06	76,90	14,80	-27,69	7,26

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	218,22	196,50	132,66	120,05	14,40	14,40	14,40	14,40	203,82	182,10	118,26	105,65
A3 (69 kV)	218,22	196,50	132,66	120,05	14,40	14,40	14,40	14,40	203,82	182,10	118,26	105,65
A4 (2,3 a 25 kV)	218,22	196,50	132,66	120,05	14,40	14,40	14,40	14,40	203,82	182,10	118,26	105,65
AS (Subterrâneo)	228,39	205,64	138,84	125,61	14,40	14,40	14,40	14,40	213,99	191,24	124,44	111,21

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Consumidores Alcoolquímica e M&G	10,31	0,00	10,31	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Consumidor Schincariol	11,97	0,00	11,97	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	74,43	17,43	74,43	17,43	0,00	0,00
A4 (2,3 kV a 25 kV)	141,09	43,08	141,09	43,08	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	147,63	66,18	230,70	44,40	-83,07	21,78

ANEXO VI		
RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL (Em R\$)	VALOR MENSAL (Em R\$)
M&G Polímeros Brasil S.A.	259.775,57	21.647,96
Petroflex Indústria e Comércio S.A.	197.729,88	16.477,49
Alcoolquímica	22.705,67	1.892,14

ANEXO VII		
MONTANTES ANUAIS E MENSAIS A SEREM DEVOLVIDOS À CELPE PELAS DISTRIBUIDORAS REF. A MAJORAÇÃO DAS ALÍQUOTAS DE PIS/COFINS		
Distribuidora	VALOR ANUAL (Em R\$)	VALOR MENSAL (Em R\$)
SAELPA	13.951,29	1.162,61
CEAL	6.829,57	569,13
CEPISA	392,97	32,75

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 815, DE 28 DE ABRIL DE 2009.

Publica as tarifas de energia elétrica da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, considerando a decisão liminar proferida pelo MM. Juiz Substituto da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, Alaôr Piacini, e o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL

Relatório

Voto

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/2000, de 30 de março de 2000, o que consta do Processo nº 48500.004335/2006-61, e considerando que:

as metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE estão detalhados na Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, com redação alterada pela Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, nas Notas Técnicas nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11 de fevereiro de 2009 e nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22 de abril de 2009;

as contribuições recebidas na Audiência Pública – AP nº 6/2009, no período de 18 de fevereiro a 20 de março de 2009, e na sessão ao vivo-presencial realizada em Recife - PE, no dia 19 de março de 2009, permitiram o aperfeiçoamento deste ato; e

a decisão liminar proferida em 27 de abril de 2009 pelo MM. Juiz Substituto da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, o Senhor Alaôr Piacini, no Mandado de Segurança nº 2009.34.00.014231-9, que determinou à ANEEL que se abstivesse, “quando da publicação da Resolução Homologatória, resultante da referida decisão, datada de 22 de abril de 2009, com produção de efeitos a partir de 29.4.2009, de diferir, parcelar ou, por qualquer meio, postergar de

forma unilateral e sem a concordância da impetrante, a incidência imediata e integral do índice de revisão tarifária da CELPE que venha a ser fixado pela própria ANEEL, inclusive para o fim de assegurar a realização igualmente imediata de quaisquer ativos tarifários ou componentes financeiros reconhecidos pela própria ANEEL em favor da Impetrante, sobretudo os já reconhecidos por meio dos Despachos ANEEL nº 892/04 e 4.562/08 e pelas Resoluções homologatórias ANEEL nº 112/2005 e 642/2008 e demais atos correlatos, até o trânsito em julgado da decisão final de mérito na presente ação e/ou até que se ultime a realização de todos os créditos seguidamente postergados da ora Impetrante”, resolve:

Art. 1º Fixar o reposicionamento tarifário da CELPE em -6,24% (menos seis vírgula vinte e quatro por cento), a ser aplicado sobre as tarifas de energia elétrica vigentes.

Art. 2º Estabelecer o valor do componente X_e em 0,37% (zero vírgula trinta e sete por cento), a ser aplicado no cômputo da atualização da “Parcela B”, nos reajustes tarifários subseqüentes de 2010, 2011 e 2012.

Parágrafo único. Para efeito de cálculo do componente X_e , foi considerado o montante de R\$ 870.220.000 (oitocentos e setenta milhões, duzentos e vinte mil reais) como investimentos globais previstos para o próximo ciclo tarifário, sendo que o componente X_e deverá ser recalculado na próxima revisão tarifária em função dos investimentos efetivamente realizados, conforme disposto no Anexo VI da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

Art. 3º O valor do componente X_a será calculado nos reajustes tarifários anuais de 2010, 2011 e 2012 de acordo com o disposto no Anexo VI da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

Art. 4º As perdas de energia elétrica para o ano-teste ficam estabelecidas em 8,34% (oito vírgula trinta e quatro por cento) para as perdas técnicas sobre a energia injetada e 16,34% (dezesseis vírgula trinta e quatro por cento) para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

§ 1º Nos reajustes tarifários anuais de 2010, 2011 e 2012, as perdas técnicas serão mantidas constantes, de acordo com o disposto no Anexo VII da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

§ 2º Para as perdas não técnicas, serão adotados nos reajustes tarifários anuais de 2010, 2011 e 2012 os seguintes valores, respectivamente: 15,56% (quinze vírgula cinquenta e seis por cento), 14,78% (quatorze vírgula setenta e oito por cento) e 14,00% (quatorze por cento), considerando o referencial sobre o mercado faturado de baixa tensão.

Art. 5º As tarifas de energia elétrica da CELPE ficam reajustadas em 0,08% (zero vírgula zero oito por cento), sendo -6,24% (menos seis vírgula vinte e quatro por cento) relativos ao reposicionamento tarifário e 6,32% (seis vírgula trinta e dois por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Art. 6º As tarifas constantes do Anexo I, que contemplam o reposicionamento tarifário e os componentes financeiros devidos, estarão em vigor no período de 29 de abril de 2009 a 28 de abril de 2010.

Art. 7º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reposicionamento tarifário, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2010 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 8º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2009 a 28 de abril de 2010, e contemplam o respectivo reposicionamento tarifário e os componentes financeiros pertinentes; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B, que contemplam somente o respectivo reposicionamento tarifário, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2010, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

§ 1º As TUSD de que trata o “caput” não se aplicam àquelas centrais geradoras listadas no Anexo VI da Resolução Homologatória nº 671, de 24 de junho de 2008, ou a que vier substituí-la.

§ 2º Para o cálculo das TUSD aplicáveis aos consumidores que assinaram CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada, de acordo com a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, aplicar-se-á o desconto divulgado mensalmente pela CCEE para cada consumidor sobre a parcela da TUSD sujeita a desconto, devendo o resultado ser somado à parcela da TUSD não sujeita a desconto, especificadas no quadro U desta Resolução.

Art. 9º Estabelecer as receitas anuais constantes dos Anexos III-A e III-B, referentes às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, relativas às Demais Instalações de Transmissão - DIT dedicadas à CELPE, conforme as especificações a seguir:

I - a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 29 de abril de 2009 a 28 de abril de 2010 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão; e

II - a receita anual constante do Anexo III-B estará em vigor a partir de 29 de abril de 2010, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 10. Estabelecer as receitas anuais constantes do Anexo IV, referentes às instalações de conexão dedicadas aos consumidores M&G Polímeros Brasil S.A., Petroflex Indústria e Comércio S.A. e Companhia Alcoolquímica Nacional, que estarão em vigor no período de 29 de abril de 2009 a 28 de abril de 2010.

Art. 11. Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CELPE, referente ao período de abril de 2009 a março de 2010, conforme o Anexo V desta Resolução.

Art. 12. Aprovar, para fins exclusivos de cálculo da atual revisão tarifária e de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste, a previsão do custo dos Encargos de Serviço do Sistema - ESS, conforme discriminados no Anexo VI desta Resolução.

Art. 13. A CELPE, em até 30 (trinta) dias da publicação desta Resolução Homologatória, deverá comunicar aos consumidores afetados as alterações implementadas na estrutura tarifária da distribuidora, bem como as vantagens de cada modalidade tarifária pela qual o consumidor pode optar.

Parágrafo único. Em decorrência destas alterações, a solicitação expressa do consumidor por mudança na modalidade tarifária contratada, a ser exercida em até 60 (sessenta) dias da notificação, deverá ser atendida desconsiderando a contagem do prazo de 12 (doze) ciclos de faturamento estipulado pelo art. 5º, § 2º, inciso I, da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000.

Art. 14. Os índices referidos nos artigos precedentes, bem como as tarifas constantes nos Anexos I, II-A e IV desta Resolução, têm a sua eficácia suspensa enquanto vigorar a decisão liminar proferida em 27 de abril de 2009 pelo MM. Juiz Substituto da 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, o Senhor Alaôr Piacini, no Mandado de Segurança nº 2009.34.00.014231-9, devendo-se neste período serem considerados os índices e as tarifas fixadas nos Anexos VII e VIII da presente Resolução.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSE HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 29.04.2009, seção 1, p. 69, v. 146, n. 80.

ANEXO I

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	40,83	155,16	40,83	27,15	0,00	128,01
B1-RESIDENCIAL:		323,07		195,06		128,01
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		109,65		65,64		44,01
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		191,38		114,57		76,81
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		193,86		117,05		76,81
Consumo mensal superior a 100 até 140 kWh		290,77		175,56		115,21
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		323,07		195,06		128,01
B2-RURAL		196,45		118,61		77,84
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		142,47		86,02		56,45
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		180,65		109,07		71,58
B3-DEMAIS CLASSES		313,39		189,22		124,17
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		161,45		97,48		63,97
B4b – Bulbo da Lâmpada		177,25		107,02		70,23

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	4,12	0,00	4,12	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	4,66	0,00	4,66	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	23,40	3,64	23,40	3,64	0,00	0,00
A3 (69 kV)	29,56	5,93	29,56	5,93	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	47,71	13,15	47,71	13,15	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	231,29	208,18	140,28	126,87	14,50	14,50	14,50	14,50	216,79	193,68	125,78	112,37
A2 (88 a 138 kV)	231,29	208,18	140,28	126,87	14,50	14,50	14,50	14,50	216,79	193,68	125,78	112,37
A3 (69 kV)	231,29	208,18	140,28	126,87	14,50	14,50	14,50	14,50	216,79	193,68	125,78	112,37
A4 (2,3 a 25 kV)	231,29	208,18	140,28	126,87	14,50	14,50	14,50	14,50	216,79	193,68	125,78	112,37

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	12,36	0,00	12,36	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	13,99	0,00	13,99	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	70,20	10,92	70,20	10,92	0,00	0,00
A3 (69 kV)	88,68	17,79	88,68	17,79	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	143,13	39,45	143,13	39,45	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	13,15	13,15	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1.339,23	1.316,12	140,28	126,87	1.122,44	1.122,44	14,50	14,50	216,79	193,68	125,78	112,37

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM – HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	39,45	39,45	0,00

DESCONTOS PERCENTUAIS		QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA		DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A		10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A		15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B		-	15

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,95	5,66	11,31	33,97
II - Aferição de medidor	5,09	8,48	11,31	56,64
III - Verificação de nível de tensão	5,09	8,48	10,19	56,64
IV - Religação normal	4,51	6,22	18,67	56,64
V - Religação de urgência	22,64	33,97	56,64	113,27
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,69	1,69	1,69	3,39

Parâmetros para cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)							
Nível de Tensão	BT	AS	A4	A3a	A3	A2	A1
TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)	9,01	9,01	9,39	-	4,02	2,33	-
WACC (%)	9,95%						
Parcela B (R\$)	837.321.485,43						
Taxa de depreciação – D (%)	4,86%						
Operação e manutenção – O&M (R\$)	413.361.930,00						

ANEXO II

CELPE

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	38,38	145,87	38,38	25,53	0,00	120,34
B1-RESIDENCIAL:		303,72		183,38		120,34
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		103,00		61,63		41,37
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		179,77		107,56		72,21
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		182,25		110,04		72,21
Consumo mensal superior a 100 até 140 kWh		273,35		165,04		108,31
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		303,72		183,38		120,34
B2-RURAL		184,69		111,51		73,18
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO		133,93		80,86		53,07

RURAL					
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		169,82		102,53	67,29
B3-DEMAIS CLASSES		294,62		177,88	116,74
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:					
B4a – Rede de Distribuição		151,78		91,64	60,14
B4b – Bulbo da Lâmpada		166,63		100,61	66,02

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	3,87	0,00	3,87	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	4,38	0,00	4,38	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	22,00	3,42	22,00	3,42	0,00	0,00
A3 (69 kV)	27,79	5,57	27,79	5,57	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	44,86	12,36	44,86	12,36	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	217,43	195,71	131,88	119,27	13,63	13,63	13,63	13,63	203,80	182,08	118,25	105,64
A2 (88 a 138 kV)	217,43	195,71	131,88	119,27	13,63	13,63	13,63	13,63	203,80	182,08	118,25	105,64
A3 (69 kV)	217,43	195,71	131,88	119,27	13,63	13,63	13,63	13,63	203,80	182,08	118,25	105,64
A4 (2,3 a 25 kV)	217,43	195,71	131,88	119,27	13,63	13,63	13,63	13,63	203,80	182,08	118,25	105,64

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	11,62	0,00	11,62	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	13,14	0,00	13,15	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	66,00	10,26	66,00	10,26	0,00	0,00
A3 (69 kV)	83,37	16,71	83,37	16,71	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	134,58	37,08	134,58	37,08	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TE	TUSD	TE
	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	12,36	12,36	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1.259,00	1.237,28	131,88	119,27	1.055,20	1.055,20	13,63	13,63	203,80	182,08	118,25	105,64

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	37,08	37,08	0,00

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,95	5,66	11,31	33,97
II - Aferição de medidor	5,09	8,48	11,31	56,64
III - Verificação de nível de tensão	5,09	8,48	10,19	56,64
IV - Religação normal	4,51	6,22	18,67	56,64
V - Religação de urgência	22,64	33,97	56,64	113,27
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,69	1,69	1,69	3,39

ANEXO II-A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	23,00	3,57
A3 (69 kV)	29,05	5,82
A4 (2,3 a 25 kV)	46,88	12,92

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,25	14,25
A2 (88 a 138 kV)	14,25	14,25
A3 (69 kV)	14,25	14,25
A4 (2,3 a 25 kV)	14,25	14,25

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	20,54	3,19
A3 (69 kV)	25,94	5,19
A4 (2,3 a 25 kV)	41,83	11,52

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A2 (88 a 138 kV)	3,26	
A3 (69 kV)	3,26	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,26	

TUSD - APE e PIE	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	0,98	0,98
A3 (69 kV)	0,98	0,98
A4 (2,3 a 25 kV)	0,98	0,98

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
	PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	21,42	1,58	3,33	0,25
A3 (69 kV)	27,06	1,99	5,42	0,40
A4 (2,3 a 25 kV)	43,67	3,22	12,03	0,89

ANEXO II-B

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	22,00	3,42
A3 (69 kV)	27,79	5,57
A4 (2,3 a 25 kV)	44,86	12,36

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	13,63	13,63
A2 (88 a 138 kV)	13,63	13,63
A3 (69 kV)	13,63	13,63
A4 (2,3 a 25 kV)	13,63	13,63

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	20,42	3,17
A3 (69 kV)	25,78	5,16
A4 (2,3 a 25 kV)	41,58	11,45

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
A2 (88 a 138 kV)	3,18	
A3 (69 kV)	3,18	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,18	

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	0,94	0,94
A3 (69 kV)	0,94	0,94
A4 (2,3 a 25 kV)	0,94	0,94

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA	
	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	20,49	1,51	3,18	0,23
A3 (69 kV)	25,88	1,91	5,19	0,38
A4 (2,3 a 25 kV)	41,77	3,08	11,51	0,85

ANEXO III-A RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO VIGENTE NO PERÍODO DE 29 DE ABRIL DE 2009 A 28 DE ABRIL DE 2010			
CONCESSIONÁRIA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS A	TOTAL VALOR EM R\$	MENSAL VALOR EM R\$
CHESF	CELPE	7.714.684,38	642.890,37

ANEXO III-B RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO VIGENTE A PARTIR DE 29 DE ABRIL DE 2010			
CONCESSIONÁRIA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS A	TOTAL VALOR EM R\$	MENSAL VALOR EM R\$
CHESF	CELPE	7.675.662,12	639.638,51

ANEXO IV RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL EM R\$	VALOR MENSAL EM R\$
M&G Polímeros Brasil S.A.	134.799,33	11.233,28
Petroflex Indústria e Comércio S.A.	201.008,07	16.750,67
Alcoolquímica	23.082,04	1.923,50

ANEXO V TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE NO PERÍODO DE ABRIL DE 2009 A MARÇO DE 2010		
CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL VALOR EM R\$	TFSEE MENSAL VALOR EM R\$
CELPE	5.648.045,12	470.670,43

ANEXO VI PREVISÃO DO CUSTO DO ENCARGO DE SERVIÇO DO SISTEMA - ESS	
CONCESSIONÁRIA	VALOR ANUAL (R\$)
CELPE	29.573.939,25

ANEXO VII CELPE						
LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
SUBGRUPO						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	47,12	157,39	47,12	27,54	0,00	129,85
B1-RESIDENCIAL:		350,33		220,48		129,85
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		119,02		74,38		44,64
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		207,74		129,82		77,92
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		210,22		132,30		77,92
Consumo mensal superior a 100 até 140 kWh		315,29		198,43		116,86
Consumo mensal superior ao limite regional		350,33		220,48		129,85

de 140 kWh					
B2-RURAL		213,03		134,07	78,96
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		154,49		97,23	57,26
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		195,88		123,28	72,60
B3-DEMAIS CLASSES		339,84		213,88	125,96
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:					
B4a – Rede de Distribuição		175,08		110,19	64,89
B4b – Bulbo da Lâmpada		192,20		120,96	71,24

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	4,18	0,00	4,18	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	4,73	0,00	4,73	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	25,69	4,14	25,69	4,14	0,00	0,00
A3 (69 kV)	32,81	6,78	32,81	6,78	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	53,82	15,14	53,82	15,14	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)	234,62	211,18	142,30	128,70	14,71	14,71	14,71	14,71	219,91	196,47	127,59	113,99
A2 (88 a 138 kV)	234,62	211,18	142,30	128,70	14,71	14,71	14,71	14,71	219,91	196,47	127,59	113,99
A3 (69 kV)	234,62	211,18	142,30	128,70	14,71	14,71	14,71	14,71	219,91	196,47	127,59	113,99
A4 (2,3 a 25 kV)	234,62	211,18	142,30	128,70	14,71	14,71	14,71	14,71	219,91	196,47	127,59	113,99

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - ALCOOLQUIMICA, M&G e PETROFLEX	12,54	0,00	12,54	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	14,19	0,00	14,19	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	77,07	12,42	77,07	12,42	0,00	0,00
A3 (69 kV)	98,43	20,34	98,43	20,34	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	161,46	45,42	161,46	45,42	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	15,14		0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1.484,28	1.460,84	142,30	128,70	1.264,37	1.264,37	14,71	14,71	219,91	196,47	127,59	113,99

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	45,42	45,42	0,00

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	3,95	5,66	11,31	33,97
II - Aferição de medidor	5,09	8,48	11,31	56,64
III - Verificação de nível de tensão	5,09	8,48	10,19	56,64
IV - Religação normal	4,51	6,22	18,67	56,64
V - Religação de urgência	22,64	33,97	56,64	113,27
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,69	1,69	1,69	3,39

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	25,28	4,07
A3 (69 kV)	32,30	6,68
A4 (2,3 a 25 kV)	52,99	14,92

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	14,46	14,46
A2 (88 a 138 kV)	14,46	14,46
A3 (69 kV)	14,46	14,46
A4 (2,3 a 25 kV)	14,46	14,46

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	22,80	3,68
A3 (69 kV)	29,16	6,04
A4 (2,3 a 25 kV)	47,89	13,50

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A2 (88 a 138 kV)	3,76	
A3 (69 kV)	3,76	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,76	

TUSD - APE e PIE	QUADRO T	
Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	0,99	0,99
A3 (69 kV)	0,99	0,99
A4 (2,3 a 25 kV)	0,99	0,99

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA	
	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	23,68	1,60	3,82	0,25
A3 (69 kV)	30,28	2,02	6,28	0,41
A4 (2,3 a 25 kV)	49,72	3,27	14,02	0,90

Parâmetros para cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)							
Nível de Tensão	BT	AS	A4	A3a	A3	A2	A1
TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)	9,01	9,01	9,39	-	4,02	2,33	-
WACC (%)	9,95%						
Parcela B (R\$)	837.321.485,43						
Taxa de depreciação – D (%)	4,86%						
Operação e manutenção – O&M (R\$)	413.361.930,00						

ANEXO VIII		
RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL EM R\$	VALOR MENSAL EM R\$
M&G Polímeros Brasil S.A.	134.797,88	11.233,16
Petroflex Indústria e Comércio S.A.	201.007,89	16.750,66
Alcoolquímica	23.082,02	1.923,50

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.143, DE 26 DE ABRIL DE 2011.

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à CELPE - Companhia Energética de Pernambuco.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto.

Nota Técnica nº 100 /2011-SRE/ANEEL

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/2000, com a redação dada pelos seus Terceiro e Quarto Termos Aditivos, e com base nos autos do Processo n.º 48500.005693/2010-01, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do reajuste tarifário anual de 2011 da CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas da CELPE, constantes dos Anexos II e II-B da Resolução Homologatória nº **973, de 27 de abril de 2010**, ficam, em média, reajustadas em 10,86% (dez vírgula oitenta e seis por cento), sendo 8,19% (oito vírgula dezenove por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,67% (dois vírgula sessenta e sete por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 8,27% (oito vírgula vinte e sete por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

Art. 3º As tarifas constantes do Anexo I, que contemplam o reajuste tarifário anual econômico e os componentes financeiros devidos, estarão em vigor no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012

Art. 4º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reajuste tarifário anual econômico, estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2012 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 5º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da CELPE, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B estarão em vigor a partir de 29 de abril de 2012 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Parágrafo único. Para o cálculo das TUSD aplicáveis aos consumidores que assinaram CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada, de acordo com a Resolução Normativa n.º 247, de 21 de dezembro de 2006, aplicar-se-á o desconto divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para cada consumidor sobre a parcela da TUSD sujeita a desconto, devendo o resultado ser somado à parcela da TUSD não sujeita a desconto, especificada no quadro U desta Resolução.

Art. 6º Estabelecer a receita anual constante dos Anexos III-A e III-B, referente às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à CELPE, conforme as especificações a seguir:

I – a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012, e incorpora as parcelas de ajuste financeiro referentes à conexão/DIT; e

II – a receita anual constante do Anexo III-B, sem o ajuste financeiro mencionado no inciso I, estará em vigor a partir de 29 de abril de 2012, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 7º Estabelecer as receitas anuais constantes do Anexo IV, referentes às instalações de conexão dedicadas aos consumidores M&G Polímeros Brasil S.A. e Petroflex Indústria e Comércio S.A. que estarão em vigor no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012.

Art. 8º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CELPE, referente ao período de abril de 2011 a março de 2012, conforme o Anexo V desta Resolução.

Art. 9º Aprovar a previsão das quotas anuais da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL e dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da CELPE para 2011, conforme discriminado no Anexo VI desta Resolução.

Art. 10. Fica autorizada a inclusão, no valor total a ser pago pelo consumidor, das despesas do PIS/PASEP e da COFINS efetivamente incorridas pela Concessionária, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/PASEP e da COFINS, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para o consumidor, a CELPE poderá compensar essas eventuais diferenças no mês subsequente.

Art. 11. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 29.04.2011, seção 1, p. 96, v. 148, n. 81.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 29.09.2011, seção 1, p. 88, v. 148, n. 188, referente Anexo IV.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 06.10.2011, seção 1, p. 79, v. 148, n. 193, referente Anexos I, II, III-A e III-B.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 07.02.2012, seção 1, p. 55, v. 149, n. 27, referentes aos Anexos II-A e II-B.

ANEXO I						
CELPE						
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3kV a 25kV)	50,76	154,88	50,76	22,80		132,08
B1-RESIDENCIAL:		344,27		212,19		132,08
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh		114,05		67,81		46,24
Consumo mensal superior a 30 kWh e inferior ou igual a 100 kWh		195,56		116,30		79,26
Consumo mensal superior a 100 kWh e inferior ou igual a 220 kWh		293,27		174,40		118,87
Consumo mensal superior a 220 kWh		325,87		193,80		132,07
B2-RURAL		209,35		129,02		80,33
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		151,82		93,57		58,25
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		192,51		118,66		73,85
B3-DEMAIS CLASSES		333,95		205,82		128,13
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		172,07		106,06		66,01
B4b – Bulbo da Lâmpada		188,86		116,41		72,45

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE	4,50	0,00	4,50	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	4,87	0,00	4,87	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - M&G	4,50	0,00	4,50	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - PETROFLEX	4,50	0,00	4,50	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	30,54	6,54	30,54	6,54	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	50,43	14,45	50,43	14,45	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C									
	TUSD + TE				TUSD				TE	
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)	
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	246,47	222,63	152,58	138,74	22,80	22,80	22,80	22,80	223,67	199,83
A3 (69 kV)	246,47	222,63	152,58	138,74	22,80	22,80	22,80	22,80	223,67	199,83
A4 (2,3 a 25 kV)	246,47	222,63	152,58	138,74	22,80	22,80	22,80	22,80	223,67	199,83

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TE		TE
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)
A4 (2,3 a 25 kV)	14,45		0,00

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F									
	TUSD + TE				TUSD				TE	
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)	
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA	F. PONTA
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1.417,49	1.393,65	152,58	138,74	1.193,82	1.193,82	22,80	22,80	223,67	199,83

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SERVIÇOS COBRÁVEIS	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
(arts. 102, 103 e 131 da REN 414/2010)	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	4,42	6,32	12,64	37,95
II - Aferição de medidor	5,69	9,48	12,64	63,27
III - Verificação de nível de tensão	5,69	9,48	11,38	63,27
IV - Religação normal	5,04	6,95	20,86	63,27
V - Religação de urgência	25,30	37,95	63,27	126,54
VI - Segunda via de fatura	1,88	1,88	1,88	3,79
VII - Segunda via declaração de quitação anual de débitos	1,87	1,87	1,87	3,76
VIII - Disponibilização dados de medição (memória de massa)	4,38	6,27	12,54	37,66
IX - Desligamento ou Religação programada	25,10	37,66	62,77	125,55
X - Fornecimento pulsos potência e sincronismo	4,38	6,27	12,54	37,66
XI - Comissionamento de obra	13,14	18,81	37,62	112,97
XII - Remoção de poste	(*)	(*)	(*)	(*)
XIII - Remoção de rede	(*)	(*)	(*)	(*)
XIV - Visita técnica	4,38	6,27	12,54	37,66
XV - Custo administrativo de inspeção	71,40	107,10	178,56	2.380,80

(*) Objeto de orçamento específico (art. 103 da REN nº 414/2010)

PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ERD (RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 414/2010)							
(SUB)GRUPO TARIFÁRIO	BT	B2rur	B2irr	B3	A4	A3	A2
K	392,71	238,79	219,58	380,94	409,21	175,34	101,32
TUSD FIO - FORA PONTA (R\$/kW)	10,32	6,27	5,77	10,01	10,75	4,61	2,66
WACC (%)	9,95%						
Carga Tributária	34,00						
PARCELA B (R\$)	837.321.485,43						
TAXA DE DEPRECIACÃO - D (%)	4,86%						
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)	413.361.930,00						

ANEXO II						
CELPE						
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3kV a 25kV)	49,56	151,25	49,56	21,73		129,52
B1-RESIDENCIAL:		335,86		206,34		129,52
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh		111,21		65,87		45,34
Consumo mensal superior a 30 kWh e inferior ou igual a 100 kWh		190,69		112,97		77,72
Consumo mensal superior a 100 kWh e inferior ou igual a 220 kWh		285,98		169,41		116,57
Consumo mensal superior a 220 kWh		317,76		188,25		129,51
B2-RURAL		204,23		125,46		78,77
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		148,11		90,99		57,12
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		187,81		115,39		72,42
B3-DEMAIS CLASSES		325,79		200,14		125,65
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a - Rede de Distribuição		167,86		103,13		64,73
B4b - Bulbo da Lâmpada		184,25		113,20		71,05

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) – Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE	4,51	0,00	4,51	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - SCHINCARIOL	4,88	0,00	4,88	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - M&G	4,51	0,00	4,51	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - PETROFLEX	4,51	0,00	4,51	0,00	0,00	0,00
A3 (69 kV)	30,11	6,33	30,11	6,33	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	49,39	14,00	49,39	14,00	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	241,07	217,69	148,99	135,43	21,73	21,73	21,73	21,73	219,34	195,96	127,26	113,70
A3 (69 kV)	241,07	217,69	148,99	135,43	21,73	21,73	21,73	21,73	219,34	195,96	127,26	113,70
A4 (2,3 a 25 kV)	241,07	217,69	148,99	135,43	21,73	21,73	21,73	21,73	219,34	195,96	127,26	113,70

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO						
A4 (2,3 a 25 kV)	14,00		14,00		0,00	

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A4 (2,3 a 25 kV)	1.387,90	1.364,52	148,99	135,43	1.168,56	1.168,56	21,73	21,73	219,34	195,96	127,26	113,70

DESCONTOS PERCENTUAIS		QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA		DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A		10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A		15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B		-	15

SERVIÇOS COBRÁVEIS	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
(arts. 102, 103 e 131 da REN 414/2010)				
I - Vistoria de unidade consumidora	4,42	6,32	12,64	37,95
II - Aferição de medidor	5,69	9,48	12,64	63,27
III - Verificação de nível de tensão	5,69	9,48	11,38	63,27
IV - Religação normal	5,04	6,95	20,86	63,27
V - Religação de urgência	25,30	37,95	63,27	126,54
VI - Segunda via de fatura	1,88	1,88	1,88	3,79
VII - Segunda via declaração de quitação anual de débitos	1,87	1,87	1,87	3,76
VIII - Disponibilização dados de medição (memória de massa)	4,38	6,27	12,54	37,66
IX - Desligamento ou Religação programada	25,10	37,66	62,77	125,55
X - Fornecimento pulsos potência e sincronismo	4,38	6,27	12,54	37,66
XI - Comissionamento de obra	13,14	18,81	37,62	112,97
XII - Remoção de poste	(*)	(*)	(*)	(*)
XIII - Remoção de rede	(*)	(*)	(*)	(*)
XIV - Visita técnica	4,38	6,27	12,54	37,66
XV - Custo administrativo de inspeção	71,40	107,10	178,56	2.380,80

(*) Objeto de orçamento específico (art. 103 da REN nº 414/2010)

ANEXO II-A		
TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - M&G	4,50	0,00
A3 (69 kV)	30,54	6,54
A4 (2,3 a 25 kV)	50,43	14,45

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - M&G	22,80	22,80
A3 (69 kV)	22,80	22,80
A4 (2,3 a 25 kV)	22,80	22,80

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	27,65	5,92
A4 (2,3 a 25 kV)	45,67	13,09

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,28	1,28
A4 (2,3 a 25 kV)	1,28	1,28

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA	
	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A3 (69 kV)	28,76	1,78	6,17	0,37
A4 (2,3 a 25 kV)	47,51	2,92	13,62	0,83

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO V	
	TUSDg	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A3 (69 kV)	3,79	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,79	

ANEXO II-B		
TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - M&G	4,51	0,00
A3 (69 kV)	30,11	6,33
A4 (2,3 a 25 kV)	49,39	14,00

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	21,73	21,73
A4 (2,3 a 25 kV)	21,73	21,73

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - M&G	21,73	21,73
A3 (69 kV)	28,21	5,92
A4 (2,3 a 25 kV)	46,25	13,10

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL n° 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A3 (69 kV)	1,30	1,30
A4 (2,3 a 25 kV)	1,30	1,30

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções n° 77, de 18 de agosto de 2004, e n° 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
	PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A3 (69 kV)	28,31	1,80	5,95	0,38
A4 (2,3 a 25 kV)	46,43	2,96	13,16	0,84

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO V	
	TUSDg	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A3 (69 kV)	3,66	
A4 (2,3 a 25 kV)	3,66	

ANEXO III-A RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT)		
Vigente no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012.		
EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALORES EM R\$
CHESF	CELPE	9.150.536,12

ANEXO III-B RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT)		
Vigente a partir de 29 de abril de 2012.		
EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALORES EM R\$
CHESF	CELPE	8.768.843,40

ANEXO IV RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO		
Instalações dedicadas a:	VALOR ANUAL EM R\$	VALOR MENSAL EM R\$
M&G Polímeros Brasil S.A.	145.767,71	12.147,31
Petroflex Indústria e Comércio S.A.	245.850,07	20.487,51
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco	96.662,25	8.055,19

ANEXO V TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE VALORES NO PERÍODO DE ABRIL DE 2011 A MARÇO DE 2012		
CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL - EM R\$	TFSEE MENSAL - EM R\$
CELPE	5.897.458,24	491.454,85

ANEXO VI PREVISÃO DA QUOTA ANUAL DA CCC E DO ESS/EER PARA 2011		
CONCESSIONÁRIA	CCC 2011 - EM R\$	ESS/EER 2011 - EM R\$
CELPE	141.046.268,57	29.406.181,91