



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO
ECONÔMICA - SRE

Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL

Brasília, 20 de agosto de 2009

SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA
PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....

ENERGISA PARAÍBA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
EPB
CICLO 2009 - 2013

REVISÃO DEFINITIVA

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.....	5
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS	5
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	5
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	8
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas	9
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA EPB	10
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A	11
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	11
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO	14
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA	15
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA	18
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais	18
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia	21
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA).....	23
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B	23
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS	23
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico	23
IV.2.1.2 – Custos por Área	26
IV.2.1.3 – Resultados Finais.....	27
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL.....	27
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital	28
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).....	29
a) Custo de Capital Próprio	30
b) Custo de Capital de Terceiros.....	32
c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	32
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	34
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração.....	34
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital	35
IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO.....	36
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB).....	36
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	37
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA	37
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA.....	37
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS.....	38
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO	38
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X.....	38
V. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	42
VI. DO FUNDAMENTO LEGAL	46
VII. CONCLUSÕES.....	48

Nota Técnica nº 291/2009–SRE/ANEEL

Em 20 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004342/2006-26

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A – EPB.

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a metodologia utilizada e os resultados definitivos da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A – EPB.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da EPB. 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 EPB 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. 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.

4. A seção V apresenta os comentários finais sobre o processo de revisão tarifária, enquanto a seção VI 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 EPB encontram-se na seção VII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de agosto/2009 a julho/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. No início de 1964 duas distribuidoras de energia elétrica operavam no Estado da Paraíba: a Companhia Distribuidora de Eletricidade do Brejo Paraibano - CODEBRO e a Sociedade de Economia Mista Eletro Cariri S/A - ELETROCARIRI, com atuação nas regiões que dão origem aos seus respectivos nomes, ou seja, o Brejo e o Cariri. Essas duas empresas promoveram uma fusão, dando origem a Sociedade Anônima

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

de Eletrificação da Paraíba – SAELPA. Em 23 de março de 1964, a SAELPA foi registrada na Junta Comercial e, através do Decreto Federal nº 52.209, de 11 de dezembro de 1964, foi autorizada a atuar como concessionária de energia elétrica.

7. Em 15 de dezembro de 1999, a ELETROBRÁS iniciou Gestão Compartilhada com o Governo do Estado da Paraíba, mediante assinatura de contrato específico no qual o Governo Estadual averbou em favor da ELETROBRÁS 36,29% do capital próprio, correspondentes a 224.986.858 ações ordinárias. Em seguida foi firmado um Acordo de Acionistas, com o objetivo de estabelecer um Programa Mínimo de Ação, visando a melhoria da situação econômico-financeira e empresarial da empresa e a sua consequente valorização para o processo de privatização.

8. Posteriormente a SAELPA foi privatizada por meio de leilão público realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, no dia 30 de novembro de 2000, tendo sido vendida à Empresa Energética de Sergipe S/A – ENERGIPE, controlada pela Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina que adquiriu 87,6% do capital votante e 75% do capital social da companhia pelo valor mínimo de R\$ 362,9 milhões. Em março de 2007, o Sistema Cataguazes-Leopoldina transformou-se no Grupo Energisa, alterando o nome da SAELPA para Energisa Paraíba.

9. A EPB atua em 217 dos 223 municípios da Paraíba, em uma área de concessão de 54.595 km², equivalente a 96% da extensão territorial do Estado, atendendo a uma população de aproximadamente 3,5 milhões. A figura 1 demonstra a área de concessão da distribuidora.

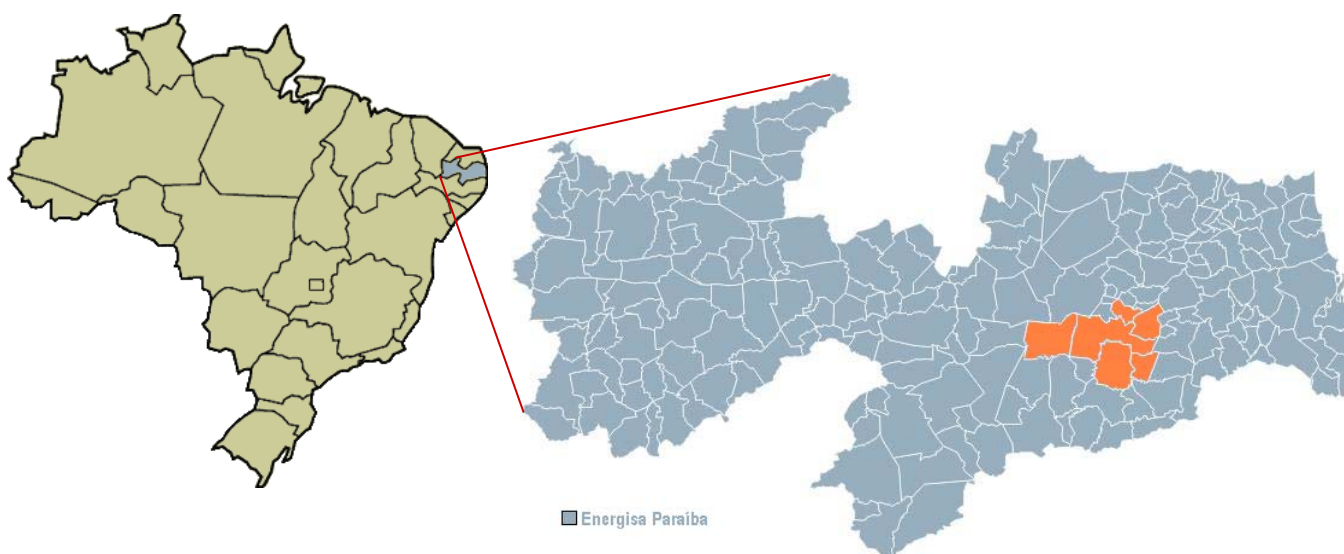


Figura 1: Área de Concessão da EPB

10. O mercado cativo da empresa movimentou em 2008 cerca de 2.560 GWh, distribuídos para consumidores residenciais (36,2%), industriais (18,7%), comerciais (17,4%) e rurais (7,8). As demais classes, que incluem o setor público, consumo próprio e iluminação pública, somam 19,9% do mercado.

11. A EPB possui uma base aproximada de 1 milhão de clientes (dezembro/2008), assim distribuídos: 850.587 residenciais, 4.776 industriais, 73.488 comerciais, 72.683 rurais e 14.542 outros clientes.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

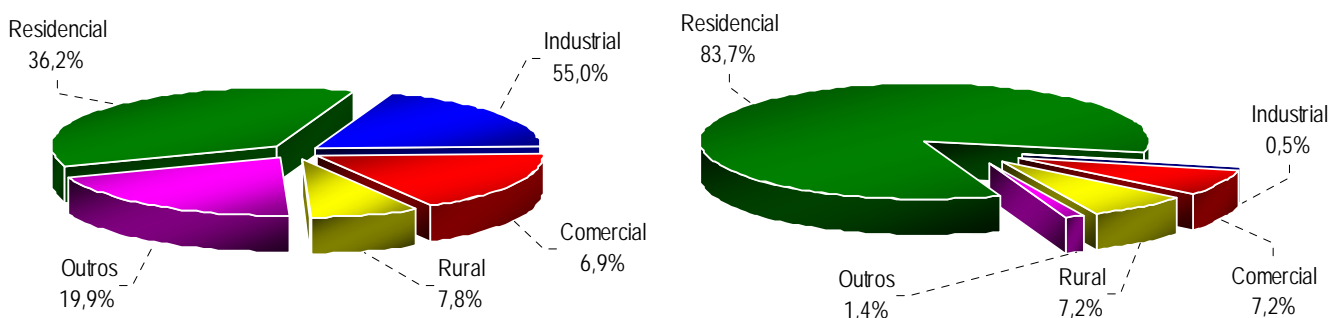


Figura 2: Composição Mercado e Clientes por Classe

12. 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.

13. 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 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 Reserva Global de Reversão (RGR) Conta de Consumo de Combustível (CCC) Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de E.E. (Proinfa) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) P&D e Eficiência Energética Operador Nacional do Sistema (ONS)	Despesas de Operação e Manutenção Pessoal Materiais Serviços de Terceiros Despesas Gerais e Outras Despesas de Capital Quota de Reintegração Regulatória Remuneração do Capital
Custo com Transporte de Energia Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT) Uso das Instalações de Conexão Uso das Instalações de Distribuição Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica para Revenda Contratos Bilaterais Energia de Itaipu Contratos de Leilões	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

14. 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 estabelecida no momento da revisão tarifária a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual (RA) do primeiro ano do período tarifário subsequente. 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.

15. A primeira revisão tarifária da EPB ocorreu em 28 de agosto de 2005. O resultado final da Revisão Tarifária Periódica de 2005 foi estabelecido pela Resolução Homologatória nº 193, de 22 de agosto de 2005. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 28 de agosto de 2005, foram repositcionadas em **14,26%**. O valor definitivo do componente Xe foi estabelecido em **0,54%**.

16. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos, bem como os resultados da revisão tarifária periódica de 2005:

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da EPB (%)

Ano	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Índice de Reajuste Tarifário*	14,26%	9,24%	3,71%	12,17%
Acumulado**	-	24,82%	29,45%	45,20%
Efeito percebido pelo consumidor***	7,06%	21,18%	-1,08%	15,44%

* Índice de Reajuste Tarifário relativo ao Anexo II, sem efeito dos componentes financeiros.

** A partir da primeira revisão tarifária periódica, sem efeito dos componentes financeiros.

*** Considera o efeito de componentes financeiros no ano.

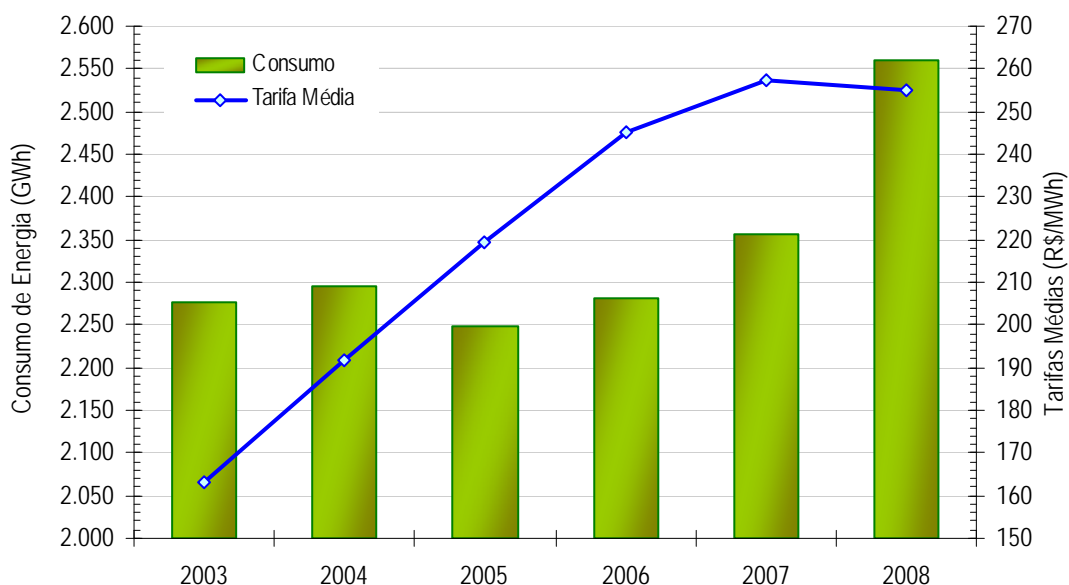


Figura 3 - Evolução das Tarifas e Mercado da EPB

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

17. 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

18. 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 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.

19. 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”*.

20. Pelas razões expostas, o valor da Parcela B resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária e não é correto afirmar que existe 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.

21. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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.

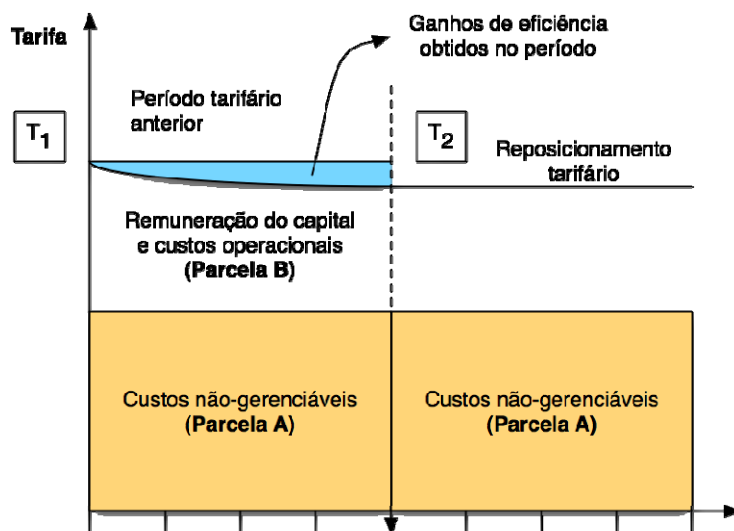


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

22. 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

23. O reposicionamento tarifário se refere ao estabelecimento do nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital a serem cobertos pelas tarifas.

24. 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.

25. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

26. 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 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.

27. 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 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

28. 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.

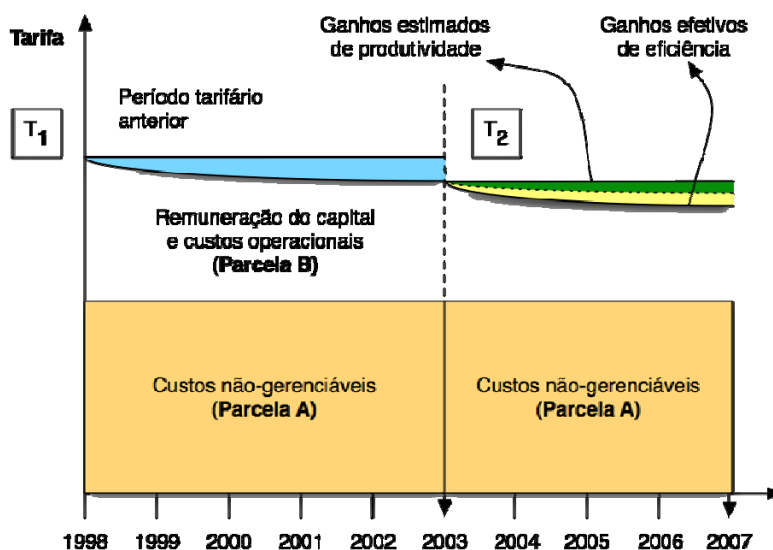


Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

29. 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.

30. 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.

31. 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 a redução dos custos não lhe trouxesse benefício, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

32. 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.

33. 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.

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

34. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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.

35. 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.

36. 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, calcula-se 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

37. 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.

38. 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.

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

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

40. 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 EPB

41. Conforme mencionado na seção III, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário calcula-se 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, é estabelecido 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 EPB esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de agosto/2009 a julho/2010.

42. 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:

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

43. 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
- a Parcela B é obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória (depreciação).

44. 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.

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

46. 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.

47. 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

48. 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.

49. 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:

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

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas}$$

50. Cabe observar que as Perdas na Rede Básica serão consideradas especificamente no balanço energético, apresentado no item IV.1.2.

51. A análise da evolução das perdas na EPB mostra que desde a última revisão tarifária periódica, as perdas na distribuição, quando considerado o percentual sobre a energia injetada, oscilaram, em média, entre 20,8 e 18,5%.

52. A figura 6 apresenta a evolução das perdas totais da EPB nos últimos anos, englobando as perdas na distribuição (técnicas e não-técnicas). O valor das perdas apresentado é calculado sobre a energia injetada.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

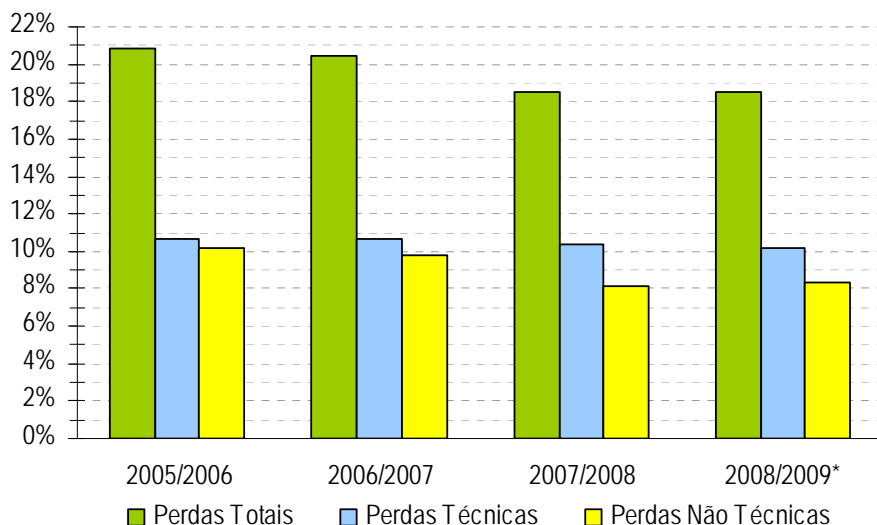


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da EPB

53. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para a Parcela A. 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.

54. 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.

55. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio do memorando nº 198/2009-SRD/ANEEL, encaminhou a Nota Técnica nº 051/2009-SRD/ANEEL, que definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em **9,96%** da energia injetada, relativo ao período de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

56. 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.

57. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

convencionou chamar 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.

58. Para possibilitar a comparação, foi construído um “índice de complexidade” que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. Concessionárias comparáveis são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas. A Nota Técnica nº. 342/2008-SRE/ANEEL detalha a metodologia utilizada.

59. 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.

60. No caso da EPB, tal análise indicou necessidade de definição de uma trajetória de redução do nível de perdas não técnicas. Isto porque a observação empírica demonstrou que existe pelo menos uma empresa comparável com nível de perdas não técnicas (sobre o mercado de baixa tensão) mais baixo. A trajetória será linear, calculada entre a razão entre o percentual de perdas no ciclo tarifário (diferença entre o percentual de perdas não técnicas entre o ponto de partida e o de chegada) e o número de anos do ciclo tarifário. É importante ressaltar que no primeiro ano do ciclo tarifário (ano-teste) já ocorre o primeiro degrau de redução.

61. Metodologicamente, o ponto de partida é 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 último 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 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.

62. Registre-se ainda que a trajetória de redução proposta foi analisada do ponto de vista do impacto tarifário do volume de recursos alocados para o combate às perdas em comparação com o benefícios esperados, e se mostrou viável.

63. Face ao exposto, para a esta revisão tarifária da EPB será adotado como perdas regulatórias o percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão e perdas técnicas conforme calculado da SRD, correspondente ao mínimo histórico de perdas globais. Nos reajustes anuais subsequentes à revisão definitiva, o limite regulatório para as perdas na distribuição da EPB obedecerá a uma trajetória decrescente, conforme tabela 3. 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.

Tabela 3: Nível de Perdas para Cada Ano do Ciclo Tarifário

Descrição	Ano Teste	AT+1	AT+2	AT+3
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	9,96%	9,96%	9,96%	9,96%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	17,56%	15,84%	14,11%	12,39%
Perdas Não Técnicas (sobre energia injetada)	7,91%			
Perdas na Distribuição (sobre energia injetada)	17,87%			

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

64. 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.

65. 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, em nada se relacionam com o fluxo de potência na rede da distribuidora.

66. 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

67. 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.

68. 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: geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota 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.

69. O requisito de energia elétrica da EPB para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **3.095.643 MWh**, formado por **2.701.775 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **765.505 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica.

70. A EPB apresenta déficit de energia para o ano teste, no montante de **3.858 MWh** conforme demonstrado na tabela abaixo .

Tabela 4: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

Descrição	Cálculo	Total (MWh)
Geração Própria	(1)	-
Proinfa	(2)	72.895
Compras	(3)	3.390.527
<i>Ambiente Regulado - CCEAR</i>		2.951.563
<i>Contratos Bilaterais</i>		438.964
<i>Itaipu</i>		-
Energia Disponível	(4) = (1) + (2) + (3)	3.463.422
Fornecimento	(5)	2.701.775
Suprimento	(6)	-
Consumidores Livres	(7)	393.868
Total de Vendas	(8) = (5) + (6)	2.701.775
Perdas Regulatórias sobre o mercado de venda mais livres (%)	(9)	19,8%
Total de Perdas Regulatórias (MWh)	(10) = (8 + 7) x (9)	765.505
Energia Requerida (Mercado Regulatório)	(11) = (8) + (10)	3.467.280
Disponibilidade Líquida	(12) = (4) - (11)	(3.858)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

71. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõem, 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.

72. 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.

73. 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 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.

74. 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.

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

76. 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 e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

77. 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.

78. 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 uma 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

79. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados a partir da 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 a 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 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 elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

80. Para o cálculo dos custos com a 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.

81. 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 28 de agosto de 2009.

82. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da EPB, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato. Esses contratos, incluindo o Proinfa, totalizam **3.463.422 MWh**; comparando com a energia requerida da concessionária de **3.467.280 MWh**, nota-se que existe déficit de **3.858 MWh** para a distribuidora.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 5: Contratos de Compra de Energia Elétrica da EPB e respectivas Tarifas

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
Ambiente Regulado - CCEAR			
<i>CCEAR 2005/12 - 1º Leilão En.Existente</i>	111.267.457	71,30	1.560.637
<i>CCEAR 2006/13 - 1º Leilão En.Existente</i>	75.909.926	83,48	909.309
<i>CCEAR 2007/14 - 1º Leilão En.Existente</i>	12.814.856	93,55	136.979
<i>CCEAR 2008/15 - 2º Leilão En.Existente</i>	12.654.577	100,38	126.069
<i>CCEAR 2009/16 - 4º Leilão En.Existente</i>	2.912.964	112,36	25.926
<i>MCSD 2007/12 - 5º Leilão En.Existente</i>	200	117,86	2
<i>MCSD 2005/12 - 1º Leilão En.Existente</i>	3.279.842	71,31	45.995
<i>MCSD 2006/13 - 1º Leilão En.Existente</i>	39.160	83,25	470
<i>MCSD 2007/14 - 1º Leilão En.Existente</i>	6.353	92,91	68
<i>MCSD 2008/15 - 2º Leilão En.Existente</i>	25.743	101,25	254
<i>CCEAR 2008/22 - 1º Leilão En.Nova-T15</i>	856.780	94,18	9.097
<i>CCEAR 2008/37 - 1º Leilão En.Nova-H30</i>	144.449	125,46	1.151
<i>CCEAR 2009/23 - 1º Leilão En.Nova-T15</i>	4.823.157	94,07	51.272
<i>CCEAR 2009-38 - 1º Leilão En.Nova-H30</i>	538.642	134,06	4.018
<i>CCEAR 2009/23 - 2º Leilão En.Nova-T15</i>	2.407.810	105,19	22.890
<i>CCEAR 2009-38 - 2º Leilão En.Nova-H30</i>	6.527.129	146,46	44.566
<i>CCEAR 2010/24 - 4º Leilão En.Nova-T15</i>	1.865.019	145,05	12.858
Contratos Bilaterais			
<i>Petrobrás Energia</i>	65.392.407	148,97	438.964
Proinfa			72.895
Geração Própria			
Sobras(-) / Déficit (+)	300.999,25	(78,02)	3.858
Total	301.767.471,08	87,03	3.467.280

83. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (CCEARs) foi adotado o seguinte procedimento:

i) Para os contratos 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;

ii) Para os contratos 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 julho de 2009, conforme previsão do Banco Central;

iii) Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, 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 agosto 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 no próximo reajuste tarifário.

84. Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

85. 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 177, de 27 de maio de 2009, obedecendo a data de reajuste prevista em cada contrato.

86. Os contratos de compra de energia cujos fornecedores pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora (partes relacionadas) devem ser homologados pela ANEEL. Cabe destacar que o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da EPB estabelece, na Cláusula Sétima, a seguinte subcláusula:

“A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional.”

87. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária EPB a título de compra de energia elétrica são de **R\$ 301.767.471,08**.

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.

90. **A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC** foi criada pelo Decreto n.º 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 termoeletrônica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, onde utiliza-se combustíveis como óleo combustível, óleo diesel e carvão. A geração termoeletrônica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

91. Os custos da geração termoeleétrica 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 n.º 9.648/1998, e a Resolução ANEEL n.º 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 n.º 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 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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 n.º 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 n.º 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.

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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:

Tabela 6: Encargos Setoriais da EPB

Encargos Setoriais	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	18.224.781,78	Resolução Normativa nº 792/2009
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.859.018,50	Resolução Homologatória nº 754/2008
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.994.198,99	Nota Técnica 260/2009 SRE/ANEEL
Reserva Global de Reversão – RGR	8.398.901,26	Memorando nº 1194/2009 SFF/ANEEL
Proinfra	11.303.847,02	Resolução Homologatória nº 772/2009
ONS	39.816,24	Estimativa SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	1.461.310,29	Estimativa SRE
P&D e Eficiência Energética	7.339.030,17	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
Total de Encargos Tarifários	54.620.904,25	

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 TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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, em R\$/MW. 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. Os encargos associados às instalações de transmissão, informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, no período de agosto de 2009 a julho de 2010, são detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 7: Encargos de Uso da Rede Básica (ano-teste ago/2009 a jul/2010)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	41.528.410,20
Rede Básica Fronteira	12.198.353,80
Total	53.726.764,00

Tabela 8: Encargo Anual de Conexão referente às DITs

Descrição	Valor (R\$)
CHESF (REH 067/2008)	1.759.352,19
Total	1.759.352,19

113. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução n.º 489/2002, deve ser concatenada na data de reajuste tarifário ou revisão periódica das concessionárias ou permissionárias de distribuição, como encargos de conexão e transmissão. Por isso, o encargo anual de conexão foi atualizado pelo IGP-M de junho de 2008 a julho de 2009, chegando ao valor de **R\$ 1.749.982,18**.

114. Adicionalmente a EPB firmou **Contratos de Uso do Sistema de Distribuição** com as distribuidoras: CELPE, COELCE e COSERN, cujos dispêndios anuais totalizam **R\$ 7.969.498,45**.

115. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados na data da revisão estão demonstrados no quadro abaixo:

Tabela 9: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Componente	Valor (R\$)
Rede Básica	41.528.410,20
Rede Básica Fronteira	12.198.353,80
Conexão	1.749.982,18
Uso do Sistema de Distribuição	7.969.498,45
Total do Transporte de Energia	63.446.244,63

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

116. Na presente revisão tarifária periódica, para os encargos tarifários setoriais e custo com transporte de energia da EPB, foram considerados os valores apresentados nas tabelas anteriores, que totalizam **R\$ 118.067.148,89**.

117. Ressalta-se que os valores definitivos de contribuição ao ONS, Rede Básica são considerados de acordo com as legislações vigentes na data do reposicionamento, enquanto os valores dos encargos RGR, TFSEE, Conexão e Compra de Energia são concatenados nesta data, ou seja, têm seus valores na data no reposicionamento tarifário da concessionária.

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

118. 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 EPB, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R\$ 419.834.619,97**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 10: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	301.767.471,08
Encargos Setoriais	54.620.904,25
Custo com Transporte de Energia	63.446.244,63
Total	419.834.619,97

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

120. A estruturação 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.

121. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

122. 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, 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.

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

124. 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;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

- **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.

125. 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 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.

126. 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".

127. 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.

128. 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 ser incluídos 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.

129. 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.

130. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

131. 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.

132. 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.

133. 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

134. 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 julho/2009.

Tabela 11: Custos Totais por Ano – Preços a julho de 2009

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (ANO) (R\$)	% SOBRE TOTAL
ESTRUTURA CENTRAL	33.817.022	5.050.737	38.867.759	20,3%
ESTRUTURA REGIONAL	12.622.142	1.771.332	14.393.474	7,5%
SISTEMAS	-	18.189.904	18.189.904	9,5%
PROCESSOS DE O&M	28.911.688	21.510.480	50.422.168	26,3%
PROCESSOS COMERCIAIS	40.380.480	24.396.740	64.777.220	33,8%
TAREFAS COMERCIAIS	15.721.021	3.424.034	19.145.055	10,0%
FATURAMENTO	11.003.880	15.638.034	26.641.914	13,9%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	7.772.750	1.569.154	9.341.904	4,9%
TELEATENDIMENTO	5.882.830	3.765.518	9.648.348	5,0%
CUSTOS ADICIONAIS	(1.302.375)	6.421.815	5.119.440	2,7%
ADMINISTRATIVO	(907.603)	2.608.337	1.700.734	0,9%
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	427.654	3.351.437	3.779.091	2,0%
COMERCIAL	(822.426)	462.041	(360.385)	-0,2%
CUSTOS TOTAIS POR ANO	114.428.957	77.341.007	191.769.964	100%

135. Apresenta-se a seguir o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 12: Quantidade de Pessoal

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHO	6	0,3%
	PRESIDÊNCIA	38	1,8%
	OUVIDORIA	5	0,2%
	DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	11	0,5%
	DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	31	1,5%
	DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	94	4,5%
	DIRETORIA COMERCIAL	75	3,6%
	DIRETORIA TÉCNICA	145	7,0%
	ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	144
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	958	46,1%
	P&A DE O&M	569	27,4%
TOTAL		2.076	100%

IV.2.1.3 – Resultados Finais

136. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada ao contrato de concessão da EPB, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. Dessa forma, os custos operacionais admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da EPB equivalem ao valor de **R\$ 191.769.963,89**.

137. 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 irre recuperáveis, que no caso da EPB é de **0,90%** da receita bruta da concessionária.

138. Considerando uma receita igual a **R\$ 992.678.170,73**, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 6,12% e ICMS com alíquota de 21,95%, chega-se ao valor de **R\$ 8.934.103,54**, a ser atribuído a título de perdas de receita irre recuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

139. 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
- iii) o próprio valor do capital a ser remunerado, ou **base de remuneração**.

140. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

141. 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

142. 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.

143. Dessa forma, a estrutura de capital é definida como a proporção 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 em uma forma mais simples, agregando os diversos tipos de capital próprio em uma única conta de capital próprio e os diversos tipos de capital de terceiros em uma 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, $D/(P+D)$.

144. 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.

145. 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.

146. 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.

147. 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.

148. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

149. 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 ½ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais ½ (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.

150. 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%].

151. 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.

IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

152. 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.

153. 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:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad (2)$$

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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.

154. 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

155. 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.

156. 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 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%**.

157. 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%**.

158. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

159. 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. 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**.

160. 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:

$$\beta = \beta_R^{Alavancado} + \Delta\beta \quad (4)$$

onde:

$\beta_R^{Alavancado}$ 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.

161. 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 Unido¹. Considerando a estrutura de capital regulatória adotada pela OFGEM de **57,5%**² 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**.

162. 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).

163. 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.

¹ Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.

² Idem.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

164. 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 títulos 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%**.

165. 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%**.

166. Assim, o **custo de capital próprio**, em termos nominais, é de **16,71%**.

b) Custo de Capital de Terceiros

167. 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:

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_X \quad (6)$$

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.

168. 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 2006³. 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.

169. Assim, o **custo de capital de terceiros**, em termos nominais, é de **14,97%**.

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

170. 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

³ Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} \quad (7)$$

171. 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 13: 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%
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	$\beta = \beta_{RR}^{Ala} + \Delta\beta$	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%

172. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

173. 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.

174. 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 seqüência, 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;
- 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).

175. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da EPB, 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” por meio dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

176. Para efeito desta revisão tarifária, tendo em vista o encerramento da avaliação da base de remuneração pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, com a devida informação pela concessionária quanto ao laudo de avaliação dos ativos estabelecida na Resolução ANEEL n.º 234/06, foi possível definir, em caráter definitivo, os valores da Base de Remuneração, conforme consta do memorando 1189/2009 – SFF/ ANEEL, para a Base de Remuneração definitiva, conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, 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 julho de 2009, é de **R\$ 1.220.310.509,40**.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

- b) A Base de Remuneração Líquida, a valores de 31 de julho de 2009, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 494.796.905,46**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 215.956.002,34**.
- d) A Taxa de Depreciação média é de **4,66%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 39.939.662,01**.

177. Os valores acima correspondem à Base de Remuneração aprovada no 1º ciclo, menos as baixas informadas pela EPB, atualizada pelo índice IGPM até a data-base julho de 2009, bem como as adições ocorridas entre as datas bases.

178. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 14: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valor (R\$)
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.220.310.509,40
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.907.940,53
(3) Obrigações Especiais	215.956.002,34
(4) Bens Totalmente Depreciados	143.372.274,50
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	857.074.292,03
(6) Depreciação Acumulada	511.630.599,54
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	708.679.909,86
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	13.436.569,41
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	695.243.340,45
(10) Almojarifado em Operação	858.864,71
(11) Ativo Diferido	-
(12) Terrenos e Servidões	14.650.702,64
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	494.796.905,46
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	16.864.449,68
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	1.320.003,73
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	15.544.445,95
(17) Taxa de Depreciação	4,66%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	39.939.662,01

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

179. A partir do custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,95%, obtido no item IV.2.2, procede-se ao cálculo da **remuneração líquida do capital (RLC)** nos termos da equação a seguir:

$$RLC = BRRl * r_{WACC} \quad (8)$$

onde:

BRRl = base de remuneração regulatória líquida;

r_{WACC} = custo médio ponderado de capital (real).

180. Por conseguinte, a **remuneração bruta do capital (RBC)** é dada pela equação a seguir, onde *T* é a alíquota do imposto (34%):

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

$$RBC = \frac{RLC}{1-T} \quad (9)$$

181. O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de **R\$ 73.295.525,74**.

IV.2.4 – DEPRECIÇÃO

182. A quota de reintegração regulatória é composta pelas 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.

183. Para este item foi considerado o percentual de **4,66%** sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da EPB e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até 31 de julho de 2009.

184. 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.

185. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R\$ 39.939.662,01**. Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado em função da base de remuneração definitiva. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

Tabela 15: Quota de Reintegração Regulatória

Descrição	Cálculo	Valor (R\$)
Taxa de Depreciação	(1)	4,66%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	857.074.292,03
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	39.939.662,01

IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB)

186. O valor total apurado para a Parcela B da EPB, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R\$ 313.939.255,17**, conforme detalhado na tabela abaixo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 16: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	200.704.067,42
Remuneração do Capital	73.295.525,74
Quota de Reintegração Regulatória	39.939.662,01
Total	313.939.255,17

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

187. 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\$ 419.834.619,97**. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$ 313.939.255,17**.

188. Assim, o total da Receita Requerida é de **R\$ 733.764.266,46**.

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

189. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R\$ 856.517.933,96**. Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor ao mercado de venda de fornecimento, referenciado ao ano-teste, **3.095.643 MWh**, conforme previsão do mercado para a concessionária e apresentado na tabela a seguir.

190. Ressalta-se que a Receita Verificada da concessionária 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, consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); e consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166) e para os consumidores da subclasse cooperativas de eletrificação rural. 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 17: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado Ano_Teste (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Valor (R\$)
Fornecimento			
A1 (230 kV ou mais)			
A2 (88 a 138 kV)			
A3 (69 kV)	293.800	176,52	51.862.191,26
A3a (30 kV a 44 kV)			
A4 (2,3 kV a 25 kV)	677.724	231,37	156.807.281,70
AS			
BT (menor que 2,3 kV)	1.730.251	352,78	610.399.880,57
Suprimento			5.280.726,70
Consumidores Livres	393.868	81,67	32.167.853,73
Total	3.095.643	276,68	856.517.933,96

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

191. 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.

192. 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.

193. 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 **R\$ 3.796.762,35**. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R\$ 3.417.086,12**.

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

194. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da EPB é de **-14,73%**, ou seja, para que a EPB 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 **-14,73%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 18: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor (R\$)
Receita Requerida	(1)	733.773.875,14
Outras Receitas	(2)	3.417.086,12
Receita Verificada	(3)	856.517.933,96
Reposicionamento Tarifário	[(1)-(2)]/(3)-1	-14,73%

195. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a EPB 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

196. 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 entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IGP-M - X". Nos termos dos contratos de concessão:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

“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 subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de *X* será zero.”

197. 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 – 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).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

198. 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.

199. 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.

200. 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.

201. 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.

202. 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.

203. 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.

204. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto 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";

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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

205. Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

206. A aplicação do componente X_a é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$X_a = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (11)$$

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.

207. 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 a contemplar o exposto nas seções anteriores e resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e)] \times (IGPM - X_a) \quad (12)$$

208. Ou seja, o Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$\text{Fator } X = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a \quad (13)$$

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".

209. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo **definitivo** do X_e para a EPB resulta em **0,54%**, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo III**.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

210. 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.

211. 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. O valor da CVA foi calculado em **R\$ 12.431.244,92**. Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses, de **R\$ 11.440.184,18**, e por **R\$ 991.060,74**, relativos ao ajuste da CVA de 2008.

Tabela 19: Valores apurados das CVA's

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	2.372.059,31	2.763.939,03	2.763.939,03	2.890.295,63
CVA _{CDE}	409.417,46	419.998,91	419.998,91	439.199,64
CVA _{REDE BÁSICA}	575.752,92	655.562,60	655.562,60	685.532,38
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	(3.053.679,76)	(3.248.534,32)	(3.248.534,32)	(3.397.044,73)
CVA _{TRANSPORTE ITAIPU}	-	-	-	-
CVA _{PROINFA}	3.278.758,14	3.387.761,21	3.387.761,21	3.542.636,54
CVA _{ESS}	6.417.398,59	6.961.320,11	6.961.320,11	7.279.564,73
CVA _{COMPENSAÇÃO FINANCEIRA}	-	-	-	-
CVA TOTAL em processamento	9.999.706,66	10.940.047,54	10.940.047,54	11.440.184,18
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				991.060,74
CVA TOTAL	9.999.706,66	10.940.047,54	10.940.047,54	12.431.244,92

ii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **-R\$ 1.067.266,68**, 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 modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior (2007-2008) e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

iii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – PIS/COFINS**. Referem-se ao impacto financeiro do acréscimo das parcelas de PIS/PASEP e da COFINS associado às instalações de conexão uso próprio, no valor total de **R\$ 11.888,22**. Esse valor, já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2009 a julho de 2009.

iv) **Repasso de Sobrecontratação de Energia**. O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 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. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007. Pelo exposto, a SRE está considerando o valor de **-R\$ 5.908.467,09**, calculado com base nos relatórios da CCEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

v) **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 prevêem 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 Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A EPB apurou, com base nos relatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, uma exposição líquida de **R\$ 1.759.900,51** nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2008.

vi) **Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição.** Consiste na apuração das diferenças entre os custos efetivamente pagos pela EPB 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 EPB, no período de agosto de 2008 a julho de 2009, relativos aos contratos (CUSD) mantidos com a CELPE, COSERN e COELCE, foram ajustados financeiramente totalizando um valor de **R\$ 500.849,59**, já incluída a alíquota de PIS/COFINS praticadas pelas mesmas.

vii) **Subsídio Irrigantes e Aquicultores.** Consiste na compensação da perda de receita de distribuição proveniente dos descontos na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e de aquicultura, conforme previsto na Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006. O valor considerado é de **R\$ 2.679.601,88**, referente ao período de julho de 2008 a julho de 2009. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

viii) **Subsídio na TUSD (Fontes Incentivadas).** Consiste na compensação da 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. O valor considerado é de **R\$ 2.726.709,82**, referente ao período de julho de 2008 a junho de 2009 para os geradores e ao período de fevereiro de 2008 a abril de 2009 para os cliente livres. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

ix) **Subsídio Auto-produtor e Produtor Independente.** Consiste na perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos na TUSD CCC, CDE e PROINFA, para o consumo próprio de auto-produtor e produtor independente de energia, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 166, de 11 de novembro de 2005, apurada em **R\$ 741.983,45**, referente ao período de agosto de 2008 a julho de 2009. Ressalta-se que os meses de junho e julho e portanto no reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado. Destaca-se que os demais meses do período foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

x) **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 207/2006, apurada em **R\$ 2.780.740,31**. No reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

xi) **Previsão Subsídio na TUSD (Fontes Incentivas).** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77/2004, apurada em **R\$ 4.387.891,35**. No reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

xii) Previsão Subsídio Auto-produtor e Produtor Independente. Consiste na previsão da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos na TUSD CCC, CDE e PROINFA, para o consumo próprio de auto-produtor e produtor independente de energia, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 166/2005, apurado em **R\$ 741.983,45**. No reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

xiii) 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 **R\$ 14.059.160,27**. No reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

xiv) Previsão Subsídio nas Cooperativas de Eletrificação Rural. A Resolução Normativa n.º 205, de 22 de dezembro de 2005, estabeleceu os procedimentos e as condições gerais para a definição de tarifas básicas e iniciais de cooperativas de eletrificação rural a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A receita verificada da EPB foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos relativos às cooperativas de eletrificação rural, de forma que o mercado subsidiante definido na estrutura tarifária não fosse majorado para compensar o referido desconto. A perda de receita da concessionária, relativa à concessão desses descontos, foi compensada com um financeiro no valor de **R\$ 6.529.549,36**. No reajuste tarifário de Agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

xv) Passivo do Programa Luz para Todos. No primeiro ciclo de revisões tarifárias não foram previstos, no cálculo do Fator X, os investimentos necessários à execução do Programa Luz Para Todos. Cabe agora à ANEEL definir o déficit incorrido pelas concessionárias em função de sua implementação. A metodologia de cálculo do déficit foi estabelecida pela Resolução Normativa n.º 294, de 11 de dezembro de 2007, e consiste, basicamente, em recompor o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido na última revisão tarifária.

Pela metodologia estabelecida na Resolução n.º 294/2007, foi calculado um déficit no valor de **R\$ 18.718.450,57** relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa. Porém, nos reajustes de 2006, 2007 e 2008 da EPB já haviam sido considerados os valores financeiros de **R\$ 7.735.636,00**; **R\$ 140.361,14**; **R\$ 8.765.359,96**, respectivamente, relativos a adiantamentos do déficit do Programa Luz Para Todos. Desta forma, do déficit agora calculado foi descontado os valores reconhecidos nos reajustes mencionados, atualizados pelo IGP-M (totalizando **R\$ 18.066.829,31**), resultando num valor final de **R\$ 651.621,26**. A tabela a seguir detalha os cálculos:

Tabela 20: Déficit incorrido em função da implementação do Programa Luz Para Todos

	jul/05 a jul/06	ago/06 a jul/07	ago/07 a jul/08	ago/08 a jul/09	Total
Receita	645.168,83	1.506.920,81	2.414.741,90	3.545.815,89	8.112.647,43
Remuneração AE	633.843,51	1.582.682,10	2.275.418,17	2.673.976,57	7.165.920,35
Remuneração RGR	152.338,54	486.336,52	788.020,02	952.456,56	2.379.151,64
Depreciação	299.158,99	878.299,45	1.391.092,63	1.703.998,67	4.272.549,74
O&M	1.141.799,09	2.748.173,79	4.076.534,77	5.046.968,62	13.013.476,27
Déficit	(1.581.971,30)	(4.188.571,05)	(6.116.323,69)	(6.831.584,53)	(18.718.450,57)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Resumo dos Componentes Financeiros

212. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 21: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)
CVA saldo a compensar	991.060,74
CVA em processamento	11.440.184,18
Programa Luz para Todos	651.621,26
PA rede básica - fronteira	(1.067.266,68)
PA conexão - PIS/COFINS	11.888,22
Passivo SE Coremas	340.569,56
Ajuste de CUSD	500.849,59
Previsão Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.403.875,35
Previsão Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	2.984.016,00
Previsão Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006	2.780.740,31
Previsão Subsídio - Auto-Produtor - Res 166/2006	741.983,45
Previsão Subsídio para Baixa Renda	14.059.160,27
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	992.765,35
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.733.944,48
Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006	2.679.601,88
Subsídio - Auto-Produtor - Res 166/2006	741.983,45
Sobrecontratação	(5.908.467,09)
Exposição de submercado	1.759.900,51
Previsão Subsídio para Cooperativas	6.529.549,36
Total	43.367.960,17

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

213. 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” e 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 a uma eficiência da concessionária maior que a definida por meio dos “custos operacionais eficientes” fixados no reposicionamento tarifário.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

214. 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.

215. Cumpre salientar que os resultados ora apresentados são preliminares, uma vez que serão ajustados em função das contribuições recebidas na presente audiência pública e em função dos valores efetivos vigentes em agosto/2009 para as seguintes variáveis:

216. No que se refere à Parcela A:

1. Variações do IGP-M e IPCA, que exercem efeitos nos valores da energia comprada mediante contratos bilaterais e CCEAR;
2. Reserva Global de Reversão – RGR;
3. Encargos de Conexão e Rede Básica; e
4. Taxa de Fiscalização.

217. No que se refere à Parcela B:

1. Custos Operacionais Eficientes e Perdas de Receita Irrecuperáveis; e
2. Base de Remuneração Regulatória e Quota de Reintegração Regulatória.

218. Dessa forma, os valores definitivos do reposicionamento tarifário e do Fator X serão estabelecidos após a análise das contribuições recebidas na presente audiência pública e após o conhecimento dos valores acima citados.

219. Importa ressaltar que os resultados obtidos, ainda que preliminares, 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.

220. Por fim, de forma a visualizar a participação de cada componente na receita total da distribuidora são apresentados a seguir os gráficos onde se destacam 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.

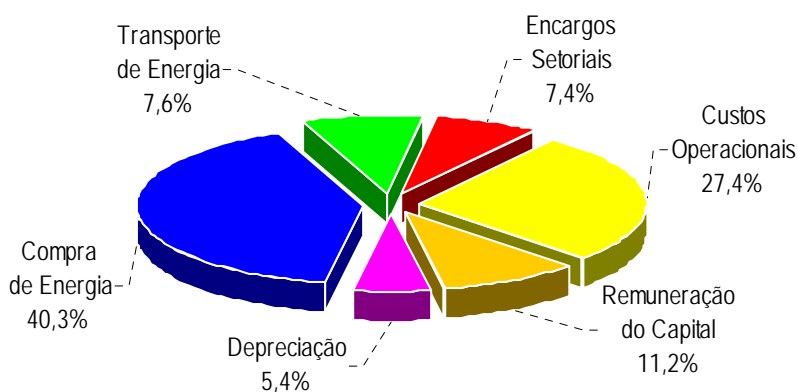


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

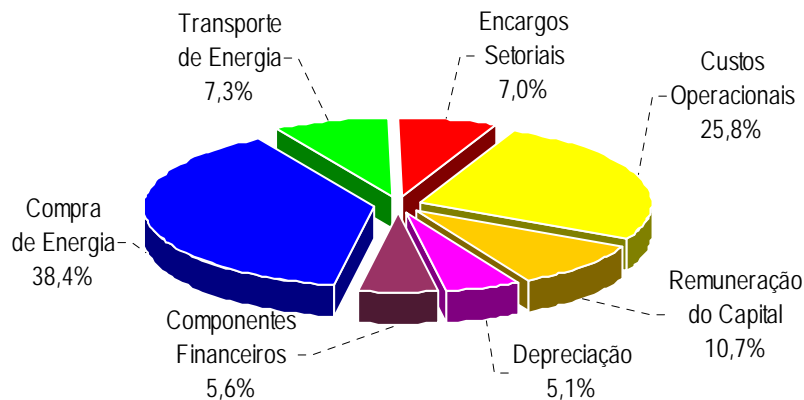


Figura 8: Composição da Receita da Concessionária (com efeitos financeiros)

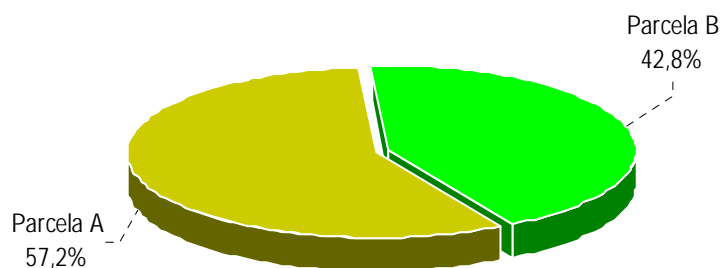


Figura 9: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

221. 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.

222. 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."

223. 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".

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

224. 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.

225. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis à 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 EPB, de n.º 91/99, 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 subsequentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.”

226. 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, com a **devida apropriação de ganhos de produtividade**, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da Lei nº 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

227. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 22: Resultados do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Valor (R\$)	Valor (%)
Receita Requerida Líquida	730.356.789,03	
Receita Verificada	856.517.933,96	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-14,73%
CVA saldo a compensar	991.060,74	0,14%
CVA em processamento	11.440.184,18	1,57%
Programa Luz para Todos	651.621,26	0,09%
PA rede básica - fronteira	(1.067.266,68)	-0,15%
PA conexão - PIS/COFINS	11.888,22	0,00%
Passivo SE Coremas	340.569,56	0,05%
Ajuste de CUSD	500.849,59	0,07%
Previsão Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.403.875,35	0,19%
Previsão Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	2.984.016,00	0,41%
Previsão Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006	2.780.740,31	0,38%
Previsão Subsídio - Auto-Produtor - Res 166/2006	741.983,45	0,10%
Previsão Subsídio para Baixa Renda	14.059.160,27	1,92%
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	992.765,35	0,14%
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.733.944,48	0,24%
Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006	2.679.601,88	0,37%
Subsídio - Auto-Produtor - Res 166/2006	741.983,45	0,10%
Sobrecontratação	(5.908.467,09)	-0,81%
Exposição de submercado	1.759.900,51	0,24%
Previsão Subsídio para Cooperativas	6.529.549,36	0,89%
Total	43.367.960,17	5,06%
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (Considerando os efeitos financeiros)		-9,67%

VIII. ANEXOS

228. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória; e
- Anexo III – Metodologia e Cálculo do Fator X.
- Anexo IV – Análise das Perdas Técnicas de Energia na Distribuição

Marcelo Hlebetz
Especialista em Regulação de
Serviços Públicos de Energia

Marcio Andrey Roselli
Especialista em Regulação de
Serviços Públicos de Energia

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.

ANEXO I

Nota Técnica n.º 291/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 20 de agosto de 2009.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA ENERGISA PARAÍBA

Processo nº. 48500.004342/2006-26.

Assunto: Cálculo dos custos de administração, operação e manutenção de Empresa de Referência relacionada à concessionária de distribuição de energia elétrica ENERGISA PARAÍBA.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste estudo é apresentar os resultados da aplicação da metodologia de Empresa de Referência para determinação dos níveis eficientes de custos operacionais considerados para a segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica ENERGISA PARAÍBA.

II. METODOLOGIA

2. Os detalhes da Metodologia de Empresa de Referência estão contidos na Nota Técnica nº 343/2008-SRE/ANEEL, de 11 de novembro de 2008, que trata da Metodologia de Empresa de Referência para Cálculo dos Custos Operacionais a ser aplicada no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

III. RESULTADOS DOS CÁLCULOS

III.1 DADOS DE ENTRADA

III.1.1 DADOS DE ATIVOS

3. Os dados de ativos físicos informados pelas concessionárias foram bem detalhados, visando tornar o cálculo dos custos relacionados às atividades de operação e manutenção mais preciso. Redes de diferentes padrões construtivos têm necessidades de operação e manutenção diferenciadas e, por esta razão, a concessionária informou o padrão construtivo das redes, divididas em nua, multiplexada, compacta ou subterrânea.

4. Complementarmente também foi informado se a rede é monofásica, bifásica ou trifásica. A motivação para tal é a mesma, tornar o cálculo dos custos operacionais mais aderente a real necessidade de operação e manutenção das concessionárias.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

5. O Apêndice I apresenta os dados de ativos físicos da Concessionária referentes a agosto-07.

III.1.2 DADOS DE CONSUMIDORES

6. A concessionária informou o número de unidades consumidoras faturadas, fazendo a distinção daqueles situados no meio urbano e no meio rural. Foram detalhadas, também, a classe de consumo, o nível de tensão e o tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico). Tal detalhamento visa tornar o cálculo dos custos de comercialização e de operação e manutenção mais preciso. As atividades de comercialização dependem, preponderantemente, do número de unidades consumidoras faturadas e da distribuição urbano/rural. Já as atividades de operação e manutenção estão mais relacionadas ao nível de tensão e tipo de ligação.

7. O Apêndice II apresenta os dados de consumidores da Concessionária referentes a agosto-07.

III.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS

8. 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.

9. 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, 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.

10. 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 prover adequada cobertura de custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

11. 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:

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

- **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 imprevista; 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.

12. 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”.

13. 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.

14. 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

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

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.

15. 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.

16. 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.

17. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração (CA), dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações (COM), e das atividades de Comercialização (CC), 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.

18. Para a determinação de todos os custos que surgem dos **processos e atividades de O&M e comercialização**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
 - Identificação dos processos e atividades (P&A) que devem ser cumpridos pela ER, tanto em O&M como em comercialização;
 - Definição de critérios para a determinação de custos associados a cada P&A ;
 - Determinação dos recursos requeridos para o cumprimento eficiente de cada P&A;
 - Aplicação dos custos do P&A ao volume de instalações (para O&M) e clientes (para comercialização) da concessionária.

19. Para a determinação dos custos que surgem das **Atividades de Administração**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
 - Definição de critérios geográficos de zoneamento para os distintos processos e atividades;
 - Definição de critérios de dimensionamento dos recursos de administração em função do volume de instalações e clientes, pessoal que é necessário fiscalizar e dispersão geográfica;
 - Aplicação dos custos correspondentes aos recursos dimensionados;
 - Definição dos recursos centralizados de suporte (sistemas informatizados, comunicações, etc).

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

20. Deste modo se obtém, a partir da consideração dos P&A típicos e de uma estrutura de administração adaptada à realidade geoeconômica da distribuidora, o dimensionamento apropriado da ER, dotado dos recursos necessários para uma empresa caracterizada como eficiente.

III.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

21. Todos os custos que serão apresentados estão referenciados a preços de agosto-07. A taxa de retorno antes dos impostos, para efeito do cálculo das anuidades dos investimentos considerados na ER, foi de **15,08%**, que corresponde ao retorno antes de impostos estabelecido pela ANEEL, na Resolução nº 246/2006, para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

22. Por fim, o resumo final de custos operacionais deverá ser ajustado para a data da revisão, aplicando-se o IPCA como índice de ajuste de custos de pessoal e o IGPM como índice de ajuste de custos de materiais e serviços.

III.3.1. Custos de Pessoal

III.3.1.1. Remunerações Adotadas

23. Os valores dos salários nominais adotados são apresentados na tabela abaixo que se referem às remunerações aplicadas para a região Nordeste:

Tabela 1: Remunerações Adotadas

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Conselheiro de Administração	2.960
Conselheiro Fiscal	1.696
Diretor Presidente	28.978
Diretor Administrativo	19.388
Diretor Comercial	22.441
Diretor de Distribuição	20.486
Diretor Financeiro	18.983
Gerente Comercial	9.263
Gerente Assuntos Legais	10.211
Gerente de Assuntos Regulatórios	11.488
Gerente de Atendimento a Clientes	7.415
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	7.503
Gerente de Auditoria Interna	7.856
Gerente de Compras / Logística	8.251
Gerente de Comunicação	9.113
Gerente de Contabilidade	8.202
Gerente de Controle de Gestão	8.345
Gerente de Gestão Financeira	9.397
Gerente de Manutenção (AT)	8.794
Gerente de Manutenção (MT e BT)	8.264
Gerente de Mercados e Tarifas	8.515
Gerente de Operação	8.622
Gerente de Ouvidoria	7.882

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Gerente de Perdas Comerciais	9.174
Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico	9.460
Gerente de Planejamento Financeiro	7.533
Gerente de Recursos Humanos	10.275
Gerente de Relações com Investidores	8.527
Gerente de Relações Institucionais	8.714
Gerente de Serviços Técnicos	7.000
Gerente de Tecnologia da Informação	9.849
Coordenadoria de Ouvidoria	6.301
Supervisor Ciclo Comercial	5.795
Supervisor Comercial	4.223
Supervisor de Administração de Pessoal	6.333
Supervisor de Almoxarifado	6.759
Supervisor de Arrecadação	6.369
Supervisor de Atendimento a Clientes	5.414
Supervisor de Atendimento Call Center	7.827
Supervisor de Captação de Recursos	5.570
Supervisor de Centro de Operação da Distribuição	7.011
Supervisor de Centro de Operação do Sistema	6.732
Supervisor de Compras / Logística	5.666
Supervisor de Contabilidade	6.491
Supervisor de Faturamento	4.785
Supervisor de Laboratório de Medição	6.479
Supervisor de Manutenção (MT e BT)	6.623
Supervisor de Medição	6.789
Supervisor de Medicina do Trabalho	8.130
Supervisor de Orçamento	7.366
Supervisor de Planejamento e Manutenção (AT)	7.652
Supervisor de Planejamento e Operação	5.092
Supervisor de Remuneração	8.225
Supervisor de Tesouraria	6.254
Supervisor de Treinamento e Desenvolvimento	6.973
Advogado Júnior	3.247
Advogado Pleno	4.190
Advogado Sênior	6.597
Ajudante de Eletricista	961
Almoxarife	1.608
Analista Comercial Júnior	3.140
Analista Comercial Pleno	3.650
Analista Comercial Sênior	5.535
Analista de Assuntos Regulatórios	4.621
Analista de Atendimento a Clientes	3.027
Analista de Comunicação	3.316
Analista de Contabilidade Júnior	3.098
Analista de Contabilidade Pleno	3.862
Analista de Contabilidade Sênior	4.757
Analista de Gestão	4.688
Analista de Infra-Estrutura Júnior	2.736
Analista de Infra-Estrutura Pleno	3.810
Analista de Infra-Estrutura Sênior	5.688

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Analista de Orçamento Júnior	3.275
Analista de Orçamento Pleno	3.908
Analista de Orçamento Sênior	5.095
Analista de Perdas	6.151
Analista de Planejamento	5.494
Analista de Recursos Humanos Júnior	2.820
Analista de Recursos Humanos Pleno	3.848
Analista de Recursos Humanos Sênior	5.442
Analista de Relações com Investidores	2.735
Analista de Sistemas Júnior	2.962
Analista de Sistemas Pleno	3.978
Analista de Sistemas Sênior	6.212
Analista de Tarifas	5.244
Analista Financeiro Júnior	3.077
Analista Financeiro Pleno	4.276
Analista Financeiro Sênior	5.290
Assessor de Comunicação	4.507
Assistente Administrativo	2.118
Assistente Comercial	2.155
Assistente de Comunicação	2.272
Assistente Técnico	2.146
Atendente Comercial (Call Center)	1.286
Atendente Ouvidoria	1.319
Auditor Interno Júnior	4.165
Auditor Interno Pleno	3.880
Auditor Interno Sênior	5.025
Auxiliar Administrativo	1.389
Auxiliar de Enfermagem do Trabalho	1.614
Comprador	1.633
Eletricista	1.350
Eletricista Linha Viva	1.701
Engenheiro de Atendimento de Grandes Clientes	3.475
Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	2.847
Engenheiro de Manutenção Júnior (MT e BT)	3.646
Engenheiro de Manutenção Pleno (AT)	4.886
Engenheiro de Manutenção Pleno (MT e BT)	4.343
Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	6.690
Engenheiro de Manutenção Sênior (MT e BT)	6.780
Engenheiro de Medição Júnior	2.543
Engenheiro de Medição Pleno	4.576
Engenheiro de Medição Sênior	6.921
Engenheiro de Operação Júnior	3.437
Engenheiro de Operação Pleno	5.272
Engenheiro de Operação Sênior	6.916
Engenheiro de Perdas Júnior	3.029
Engenheiro de Perdas Pleno	5.257
Engenheiro de Perdas Sênior	6.912
Engenheiro de Segurança do Trabalho	4.714
Leiturista / Entregador de Faturas	689
Médico do Trabalho	3.775

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Motorista de Diretoria	1.583
Operador de Grua (AT)	1.665
Secretária de Diretoria	2.744
Secretária de Presidência	3.791
Técnico de Assuntos Regulatórios	1.683
Técnico de Distribuição Júnior	1.812
Técnico de Distribuição Pleno	2.027
Técnico de Distribuição Sênior	2.996
Técnico de Informática	2.099
Técnico de Manutenção (MT e BT)	2.683
Técnico de Medição	2.443
Técnico de Mercado	1.856
Técnico de Obras (AT)	2.248
Técnico de Obras (MT / BT)	2.016
Técnico de Operação	2.199
Técnico de Segurança do Trabalho	2.065
Estagiário	383
Menor Aprendiz	359

24. Os custos totais de mão-de-obra serão dados pela somatória dos salários nominais, os adicionais de salário, os encargos sociais e outros encargos obrigatórios aplicados sobre os Salários Nominais, considerados de maneira a cumprir a legislação vigente. Para as **atividades de O&M**, além das taxas descritas anteriormente, deve-se levar em conta ainda outros custos, tais como horas extras e periculosidade. A tabela seguinte apresenta os critérios para o cálculo das remunerações.

Tabela 2: Critérios para Cálculo de Remunerações

DESCRIÇÃO	PARÂMETRO	APLICAÇÃO
Vencimentos		
13º Salário	1/12 Salário Anual	
Gratificação de Férias	1/36 Salário Anual	
Horas de trabalho por dia	7,5 horas	
Dias de Trabalho por semana	5 dias	
Semanas trabalhadas por ano	48 semanas	
Turnos rotativos / Horas extras	15,0% Mensal	Atividades de O&M
Periculosidade	30,0% Mensal	Atividades específicas
Treinamento e Desenvolvimento (T&D)	1,50% Mensal	
Outros Custos de O&M (ferramentas, vestuários e outros)	25% Mensal	Atividades específicas
Encargos Sociais		
INSS	20,0%	
SAT	3,0%	
FGTS	8,0%	
FNDE	2,5%	
INCRA	0,2%	
SEBRAE	0,6%	
SESI	1,5%	
SENAI	1,2%	
Total de Encargos	37,0%	Total de vencimentos

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

II.3.1.2. Benefícios Adicionais de Pessoal

25. Os benefícios adicionais de pessoal foram determinados para cada cargo apresentado anteriormente e encontram-se no Modelo de Cálculo.

II.3.2. Custos Adicionais

26. A seguir são apresentados os critérios de cálculo de outros custos complementares necessários ao funcionamento da Empresa de Referência, e que estão relacionados ao atendimento específico de conformidade legal e outros específicos de peculiaridades devidas às condições geo-econômicas de sua área de concessão, bem como à consideração de alterações programadas para o ano-teste da revisão tarifária.

- Seguros: considera-se um valor correspondente a 0,056% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Tributos: considera-se um valor correspondente a 0,025% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Publicações Legais: adota-se um valor de despesa compatível com o porte da empresa;
- Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 1% dos investimentos estimados para o Ano-Teste;
- Crescimento de Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de O&M tendo em conta o crescimento dos ativos em 60% da taxa de crescimento do número de clientes;
- Crescimento de Processos Comerciais: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de COM tendo em conta a taxa de crescimento do número de clientes.
- Consumo Próprio: adotou-se o valor da despesa informado por intermédio do banco de dados GTF, no valor de R\$ 1.572.930,41.
- Exames Periódicos: adotou-se um custo unitário de exames periódicos por empregado da empresa.
- Ganhos de holding: na definição dos custos operacionais regulatórios serão considerados, parcialmente, os ganhos sinérgicos relativos à estrutura central da Empresa de Referência. Serão considerados em prol da modicidade tarifária os ganhos sinérgicos em nível de Diretoria e Presidência. Para tais cargos serão calculados os custos com Presidente e Diretores necessários à maior empresa do grupo e o custo resultante será rateado entre todas as concessionárias do grupo de acordo com a relação entre o mercado de cada uma e o mercado total do grupo. Para a ENERGISA PARAÍBA o valor a ser deduzido dos custos adicionais é de – R\$ 1.459.928,61.
- Higienização de Equipamentos de Proteção Individual: considera-se os gastos para higienização de EPI's;
- Menor Aprendiz: considera-se um valor correspondente aos menores aprendizes para as atividades da empresa.
- Campanha de medidas: gastos relacionados a caracterização da carga, visando a readequação da estrutura tarifária vigente;

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

- Laudos periciais, laboratório de ensaios, inspeção aérea, manutenção de equipamentos em oficinas: adotou-se o valor da despesa consistente com os valores médios considerados para as distribuidoras.
- Receita de serviços taxados: Considerando que os custos com serviços cobráveis foram incluídos a Empresa de Referência, os valores cobrados pelas concessionárias deverão ser revertidos para a modicidade tarifária.

II.3.3. Materiais de Reposição para Tarefas de O&M

27. Os materiais que possuem Unidade de Cadastro própria devem ser tratados como investimentos, ou seja, devem compor a Base de Remuneração Regulatória e, portanto, não serão considerados na valoração das tarefas de O&M que os envolvam.

28. Os materiais que possuem Unidade de Cadastro são:

- a) Estrutura (poste e torre);
- b) Medidor
- c) Chaves – chaves fusíveis com classe de tensão igual ou superior a 34,5kV, bem como todos os demais tipos de chave com classe de tensão igual ou superior a 15kV.
- d) Bancos de Capacitores
- e) Religador
- f) Transformador de Força
- g) Transformador de Medida (TP e TC)
- h) Disjuntor
- i) Pára-raios – com classe de tensão igual ou superior a 34,5kV.
- j) Seccionalizador

29. Cabe ressaltar que os Cabos Condutores também possuem Unidade de Cadastro, mas, no entanto, as tarefas que os envolvem se referem a trocas de trechos e, neste caso, o Manual de Contabilidade Pública permite que o material envolvido seja contabilizado como Despesa.

III.3.3.1 – Custos dos Materiais

30. A relação completa de preços de materiais para Região Nordeste encontra-se no modelo de cálculo.

III.3.4. Outros Serviços e Materiais de Reposição

III.3.4.1 Custos de Referência para Área Administrativa

31. O total de custos de materiais e serviços da administração a ser reconhecido na receita deve refletir as despesas mínimas necessárias para o desenvolvimento das atividades de apoio, ou seja, da área administrativa.

32. Assim, especificamente para este item deverão ser dimensionados os gastos de serviços incorridos pelo pessoal como água, telefone, celulares, além de outros gastos tais como insumos computacionais, papel, formulários, fotocópias e artigos de papelaria. Estes gastos são valorados

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

multiplicando a quantidade de empregados por um custo padrão por empregado. Os custos com energia elétrica são considerados conforme informado no GTF em consumo próprio.

33. Os custos unitários referenciais para Região Nordeste, para cálculo de alguns dos itens descritos acima são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 3: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços

Item	Parâmetros		
	Unidade	Driver	
COMUNICAÇÕES	Gastos de telefonia	[R\$/pess-mês]	162,03
MATERIAIS	Gastos gerais (papelaria, manutenção equip. escritório, e outros)	[R\$/pess-mês]	174,66
	Água	[R\$/pess-mês]	22,09
SERVIÇOS GERAIS	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	31,22

III.3.4.2. Custos de Referência da Área Comercial

34. Além dos custos já expostos aplicados na Área Comercial, se têm custos das atividades comerciais assumidas como terceirizadas, vinculadas ao ciclo comercial regular, tais como a cobrança e impressão de faturas.

35. Os custos unitários referenciais são apresentados na tabela a seguir e correspondem a valores médios de mercado.

Tabela 4: Custos Unitários para Atividades Comerciais

Item	Parâmetros	
	Unidade	Custo [R\$]
Custo de Cobrança por fatura (URBANO)	[R\$/fatura]	1,00
Custo de Cobrança por fatura (RURAL)	[R\$/fatura]	1,00
Custo de Edição e Controle de Faturas Centralizado	[R\$/fatura]	0,20

III.4. CÁLCULO DAS ANUIDADES

III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

36. A tabela seguinte apresenta as principais variáveis de custo associadas aos imóveis.

Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Aluguéis

ITEM	Unidades		Custos	
	Unidade	Driver	Unidade	Custo Anual de Aluguel
Escritórios centrais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	18,28
Gerências regionais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	9,37
Estacionamento de Veículos			R\$/m ² -mês]	9,37
Móveis e Utensílios			[R\$/m ² -mês]	2,33

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

III.4.2. Veículos

37. Para a definição dos custos de transporte, deve ser considerada a amortização dos veículos, além dos custos de manutenção e de combustível. Os custos de manutenção são calculados como valor percentual do custo de investimento, enquanto os custos de combustível são calculados a partir de estimativas médias de deslocamento e custos associados em termos anuais.

38. A Tabela a seguir apresenta os principais parâmetros considerados, bem como o resultado dos cálculos.

Tabela 6: Veículos

Descrição	Código	Custo Unitário [R\$]	Custo Adaptação [R\$]	Custo Ferramentas [R\$]	Vida Útil Anos	Tipo Comb.	Rend. Km / l	Desloc. Anual km
Pick-Up ou Veículo Leve	VEC 1	38.488	5.589	9.283	5	Gasolina	10	60.000
Pick-Up 1 tonelada	VEC 2	84.150	27.398	10.378	5	Diesel	10	60.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas com Guindauto	VEC 3	142.574	140.892	24.678	8	Diesel	5	40.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas	VEC 4	142.574	36.096	12.836	8	Diesel	6,25	40.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 5	163.550	140.892	19.445	8	Diesel	6,25	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 6	163.550	140.892	32.781	10	Diesel	5	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas	VEC 7	163.550	36.096	14.891	10	Diesel	3,33	15.000
Caminhão Pesado 15 toneladas	VEC 8	163.550	140.892	17.152	10	Diesel	6,25	15.000
Carreta	VEC 9	428.727	0	0	10	Diesel	3,33	5.000
Automóvel	VEC 10	27.278	0	2.276	5	Gasolina	10	45.000
Motocicleta	VEC 11	5.549	0	0	5	Gasolina	40	30.000
Utilitário 1	VEC 12	43.530	0	0	5	Diesel	6	30.000
Caminhão Pesado (15 Ton) com cesta aerea	VEC 13	163.550	216.578	17.152	10	Diesel	6	15.000

III.4.3. Sistemas de Informática

39. Como parte da infra-estrutura de apoio às atividades administrativas e técnicas, devem ser reconhecidos os sistemas corporativos de informática que dão suporte às atividades da empresa. Assim, além da amortização dos sistemas e compra dos softwares, também se inclui um custo adicional de manutenção anual que se calcula como um percentual do investimento.

40. Para determinação dos investimentos necessários, os sistemas foram agrupados em 4 subgrupos:

Tabela 7 – Agrupamento de Sistemas

Subgrupo	Sistemas
S1	GIS, SCADA e Gestão da Distribuição
S2	Gestão Comercial
S3	Gestão Empresarial e Sistemas Centrais
S4	Teleatendimento

41. Os clusters específicos da ENERGISA PARAÍBA, aplicando a metodologia contida na Nota Técnica 343/2008-SRE/ANEEL, são:

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 8 – Clusters de Sistemas

Subgrupo	Clusters
S1	5
S2	4
S3	3
S4	2
S5	0
S6	0

III.5. EQUIPES DE CAMPO

42. Foram dimensionadas 14 equipes de campo para atender as tarefas que devem ser executadas na Concessionária. Cabe esclarecer que os eletricitas que compõem as equipes também exercem a função de motorista e operador dos equipamentos. A tabela abaixo apresenta a formação de cada equipe:

Tabela 9 – Composição das Equipes

Equipes	Eletricista	Eletricista Linha Viva	Ajudante de Eletricista
EQ1	2	---	---
EQ2	3	---	---
EQ3	4	---	---
EQ4	5	---	---
EQ5	---	3	---
EQ6	---	4	---
EQ7	---	6	---
EQ8	---	9	---
EQ9	---	---	4
EQ10	---	---	2
EQ11	2	---	1
EQ12	3	---	1
EQ13	4	---	2
EQ14	1	---	1

IV. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

IV.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

43. Conforme metodologia, a ENERGISA PARAÍBA se enquadrando no Organograma Típico (OT) 2. A Tabela abaixo apresenta o quantitativo de Pessoal da Estrutura Central definida para concessionária.

Tabela 10 – Quantitativo de Pessoal da Estrutura Central

GASTOS COM PESSOAL		QUANTIDADE
TOTAL	CONSELHO	6
CONSELHO	Conselheiro Fiscal	3
	Conselheiro Administrativo	3

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

TOTAL	PRESIDÊNCIA	38
PRESIDÊNCIA	Presidente	1
	Secretária	1
	Auxiliar Administrativo	1
	Motorista	1
AUDITORIA INTERNA	Gerente	1
	Auditor Interno Sênior	1
	Auditor Interno Pleno	2
	Auditor Interno Júnior	3
	Assistente Administrativo	2
ASSESSORIA JURÍDICA	Assessor	1
	Advogado Sênior	2
	Advogado Pleno	3
	Advogado Júnior	4
	Auxiliar Administrativo	7
ASSESSORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E COMUNICAÇÃO	Assessor	1
	Analista de Comunicação	2
	Assessor de Comunicação	1
	Assistente Administrativo	2
	Assistente de Comunicação	2
TOTAL	OUVIDORIA	5
OUVIDORIA	Gerente	1
	Coordenador	1
	Atendente de Ouvidoria	3
TOTAL	DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	11
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Diretor	1
	Secretária	1
	Auxiliar Administrativo	1
GERÊNCIA REGULAÇÃO E MERCADO	Gerente	1
	Analista de Assuntos Regulatórios	1
	Técnico de Mercado	1
	Analista de Tarifas	1
	Técnico de Assuntos Regulatórios	2
	Auxiliar Administrativo	2
TOTAL	DIRETORIA COMERCIAL	75
DIRETORIA COMERCIAL	Diretor	1
	Secretária	1
GERÊNCIA GESTÃO COMERCIAL (FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO) E ATENDIMENTO A CLIENTES	Gerente	1
	Analista Comercial Sênior	1
	Analista Comercial Pleno	3
	Analista Comercial Júnior	4
	Assistente Administrativo	5
	Auxiliar Administrativo	4
	Analista de Atendimento a Clientes	5
	Assistente Comercial	5
GERÊNCIA DE PERDAS E DE MEDIÇÃO	Gerente	1
	Analista de Perdas	5
	Supervisor de Laboratório	2
	Técnico de Medição	5
GERÊNCIA CLIENTES	Gerente	1

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

CORPORATIVOS	Analista Comercial Sênior	2
	Analista Comercial Pleno	4
	Analista Comercial Júnior	5
	Assistente Administrativo	5
GERÊNCIA DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	Gerente	1
	Analista Comercial Sênior	2
	Analista Comercial Pleno	3
	Analista Comercial Júnior	4
	Assistente Administrativo	5
TOTAL	DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	31
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	Diretor	1
	Secretária	1
GERÊNCIA FINANCEIRA	Gerente	1
	Analista Financeiro Sênior	1
	Analista Financeiro Pleno	2
	Analista Financeiro Júnior	3
	Assistente Administrativo	2
	Auxiliar Administrativo	2
GERÊNCIA CONTABILIDADE, PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO, TESOURARIA	Gerente	1
	Analista de Contabilidade Sênior	1
	Analista de Contabilidade Pleno	2
	Analista de Contabilidade Júnior	3
	Analista Econômico-Financeiro Sênior	1
	Analista Econômico-Financeiro Pleno	1
	Analista Econômico-Financeiro Júnior	2
	Assistente Administrativo	1
GERÊNCIA ORÇAMENTO	Gerente	1
	Analista de Orçamento Sênior	1
	Analista de Orçamento Pleno	2
	Analista de Orçamento Júnior	2
TOTAL	DIRETORIA TÉCNICA	145
DIRETORIA TÉCNICA	Diretor	1
	Secretária	1
	Auxiliar Administrativo	2
GERÊNCIA DA OPERAÇÃO	Gerente	1
	Engenheiro de Operação Sênior	2
	Engenheiro de Operação Pleno	3
	Engenheiro de Operação Júnior	4
	Técnico de Operação	7
	Vigia de Subestação	88
	Operador de Subestação	0
	Assistente Administrativo	5
GERÊNCIA DA MANUTENÇÃO	Gerente	1
	Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	1
	Engenheiro de Manutenção Sênior (MT E BT)	1
	Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	3
	Engenheiro de Manutenção Júnior (MT E BT)	3
	Técnico de Manutenção (MT E BT)	5
	Técnico de Distribuição Júnior	5
	Assistente Administrativo	4

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	Gerente	1
	Engenheiro de Meio Ambiente	1
	Técnico de Meio Ambiente	1
	Analista de Planejamento	2
	Assistente Administrativo	3
TOTAL	DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVO	94
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	Diretor	1
	Secretária	1
GERÊNCIA ADMINISTRATIVA E SERVIÇOS GERAIS	Gerente	1
	Analista Financeiro Sênior	1
	Analista Financeiro Pleno	2
	Analista Financeiro Júnior	3
	Assistente Administrativo	3
	Segurança	3
GERÊNCIA DE SUPRIMENTOS	Gerente	1
	Analista de Orçamento Sênior	2
	Analista de Orçamento Pleno	3
	Analista de Orçamento Júnior	4
	Assistente Administrativo	5
	Auxiliar Administrativo	4
	Especialista Em Compra	2
	Engenheiro de Qualidade Sênior	2
	Almoxarife	3
GERÊNCIA DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES	Gerente	1
	Analista de Infra-Estrutura Sênior	2
	Analista de Infra-Estrutura Pleno	2
	Analista de Infra-Estrutura Júnior	3
	Analista de Sistemas Sênior	1
	Analista de Sistemas Pleno	2
	Analista de Sistemas Júnior	3
	Assistente Administrativo	4
	Auxiliar Administrativo	4
Técnico de Informática	5	
GERÊNCIA DE RECURSOS HUMANOS	Gerente	1
	Analista de Recursos Humanos Sênior	1
	Analista de Recursos Humanos Pleno	2
	Analista de Recursos Humanos Júnior	3
	Supervisor de Remuneração	1
	Assistente Administrativo	3
	Auxiliar Administrativo	2
	Enfermeiro do Trabalho	0
	Engenheiro de Segurança do Trabalho	1
	Médico de Trabalho	1
	Técnico de Segurança do Trabalho Corporativo	6
Auxiliar de Enfermagem	5	
TOTAL GERAL DE FUNCIONÁRIOS		405

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.1.1 GASTOS DA ESTRUTURA CENTRAL

44. Segue abaixo Tabela com os gastos relativos à Estrutura Central da concessionária.

Tabela 11 – Gastos da Estrutura Central

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
CONSELHO	Pessoal	275.129	
	Insumos e Outros Gastos		12.576
PRESIDÊNCIA	Pessoal	3.859.620	
	Informática		60.160
	Insumos e Outros Gastos		79.645
	Aluguel Escritório		83.345
	Mobiliário		10.619
	Telefonia		73.887
	Água e Eletricidade		10.073
	Limpeza		14.235
	Transporte		46.994
	Aluguel Estacionamento		4.218
OUVIDORIA	Pessoal	428.261	
	Informática		7.916
	Insumos e Outros Gastos		10.480
	Aluguel Escritório		10.966
	Mobiliário		1.397
	Telefonia		9.722
	Água e Eletricidade		1.325
	Limpeza		1.873
	Transporte		23.497
		Aluguel Estacionamento	
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Pessoal	1.324.900	
	Informática		17.415
	Insumos e Outros Gastos		23.055
	Aluguel Escritório		24.126
	Mobiliário		3.074
	Telefonia		21.388
	Água e Eletricidade		2.916
	Limpeza		4.121
	Transporte		23.497
		Aluguel Estacionamento	
DIRETORIA COMERCIAL	Pessoal	6.881.640	
	Informática		118.736
	Insumos e Outros Gastos		157.194
	Aluguel Escritório		164.496
	Mobiliário		20.959
	Telefonia		145.829
	Água e Eletricidade		19.881
	Limpeza		28.096
	Transporte		93.988
		Aluguel Estacionamento	

(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	Pessoal	3.267.260	
	Informática		49.078
	Insumos e Outros Gastos		64.973
	Aluguel Escritório		67.992
	Mobiliário		8.663
	Telefonia		60.276
	Água e Eletricidade		8.217
	Limpeza		11.613
	Transporte		46.994
	Aluguel Estacionamento		4.218
DIRETORIA TÉCNICA	Pessoal	8.798.603	
	Informática		229.557
	Insumos e Outros Gastos		303.908
	Aluguel Escritório		318.026
	Mobiliário		40.521
	Telefonia		281.936
	Água e Eletricidade		38.436
	Limpeza		54.319
	Transporte		93.988
	Aluguel Estacionamento		8.436
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	Pessoal	7.964.672	
	Informática		148.816
	Insumos e Outros Gastos		197.016
	Aluguel Escritório		206.168
	Mobiliário		26.269
	Telefonia		182.772
	Água e Eletricidade		24.917
	Limpeza		35.214
	Transporte		117.485
	Aluguel Estacionamento		10.545
OUTROS GASTOS	Marketing		858.208
	Auditoria Externa		300.000
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		32.425.889	32.800.085

IV.2. GERÊNCIAS REGIONAIS

IV.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

45. Para ENERGISA PARAÍBA foi considerada a seguinte estrutura regional:

Tabela 12 – Estrutura Regional

REGIONAL	QTDE
TIPO 1	0
TIPO 2	0
TIPO 3	1
TIPO 4	1
TIPO 5	1
TIPO 6	0

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 13 – Custos com estrutura regional

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total (R\$/ano)
Pessoal	12.242.572,21	0,00	12.242.572,21
Aluguel	0,00	261.266,62	261.266,62
PC´s	0,00	210.558,95	210.558,95
Veículos	0,00	657.913,68	657.913,68
Outros gastos	0,00	673.918,71	673.918,71
TOTAL	12.242.572,21	1.803.657,97	14.046.230,18

IV.3. PROCESSOS COMERCIAIS

IV.3.1. TAREFAS COMERCIAIS

46. Segue abaixo tabela com os parâmetros utilizados para definição das Tarefas Comerciais, bem como o resultado da valoração.

Tabela 14 – Parâmetros para Tarefas Comerciais

Tarefa	Frequência	Equipe	Veículo	Produtividade
Religação Normal de Energia	0,31%	EQ1	VEC10	9
Religação Urgente de Energia	8,10%	EQ1	VEC10	18
Substituição de Medidor p/ aferição	4,09%	EQ1	VEC10	18
Vistoria de unidade consumidora	15,90%	EQ1	VEC10	18
Verificação de nível tensão (outros)	0,11%	EQ1	VEC10	12
Corte de Energia	0,90%	EQ1	VEC10	12
Ligação Provisória	1,31%	EQ1	VEC10	18
Substituição de Medidor para aumento de carga	0,27%	EQ1	VEC10	11
Verificação de Nível de tensão (amostrais)	688 amostras	EQ1	VEC10	11
Atendimento Comercial	Conforme métrica estabelecida na AP 008/2008 que trata dos aprimoramentos da Res. 456/2000			

47. A tabela a seguir apresenta a valoração das tarefas retromencionadas.

Tabela 15 – Valoração das Tarefas Comerciais

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total
Tarefas Comerciais	8.758.555	1.396.112	10.154.667
Atendimento comercial	6.489.707	2.090.410	8.580.117
Total	15.248.262	3.486.522	18.734.784

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 16 – Equipes para execução das Tarefas Comerciais

Tarefa	Número de Equipes
Ligação Provisória	
Religação normal de energia	
Religação urgente de energia	
Corte de energia	
Substituição de Medidor para aferição	
Substituição de Medidor para aumento de carga	79
Vistoria de Unidade Consumidora	
Verificação de Nível de Tensão (Outros)	
Verificação de Nível de Tensão (Amostrais)	
Nº de Equipes de Regularização na Manutenção	
Nº de Equipes de Inspeção no Combate a Perdas	
Atendente Comercial	116

IV.3.2. TAREFA DE FATURAMENTO

IV.3.2.1 LEITURA DE MEDIDORES

48. Seguem abaixo os custos com leitura de medidores com coletor e impressão.

Tabela 17 – Leitura de Medidores com coletor

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	383.783	400	48	1.633.394
Rurais	Mensal	147.909	111	67	2.350.796
Rurais	Plurimensal	94.565	111	43	500.990
TOTAL				48	4.485.180

Tabela 18 – Leitura de Medidores com coletor e impressão

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	383.783	320	60	2.983.187
TOTAL				60	2.983.187

IV.3.2.2 ENTREGA DE FATURAS

49. Segue abaixo tabela com os custos com entrega de faturas.

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 19 – Entrega de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	767.566	436	45	2.317.000
Rurais	Mensal	147.909	114	65	2.576.231
Rurais	Plurimensal	94.565	114	42	706.642
TOTAL				45	5.599.873

IV.3.2.3 ENTREGA DE OUTROS DOCUMENTOS

50. Segue abaixo tabela com os custos com entrega de outros documentos.

Tabela 20 – Entrega de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	767.566	300	13	461.831
Rurais	Mensal	242.474	51	24	835.468
TOTAL				37	1.297.299

IV.3.2.4 IMPRESSÃO DE FATURAS

51. Segue abaixo tabela com os custos com impressão de faturas.

Tabela 21 – Impressão de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	383.783	0,2	76.757
Rurais	Mensal	147.909	0,2	29.582
Rurais	Plurimensal	94.565	0,2	18.913
TOTAL				125.251

IV.3.2.5 IMPRESSÃO DE OUTROS DOCUMENTOS

52. Segue abaixo tabela com os custos com impressão de outros documentos.

Tabela 22 – Impressão de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	76.757	0,04	3.070
Rurais	Mensal	24.247	0,04	970
TOTAL				4.040

IV.3.2.6 COBRANÇA DE FATURAS

53. Segue abaixo tabela com os custos com cobrança de faturas.

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 23 – Cobrança de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	767.566	1,00	9.210.792
Rurais	Mensal	147.909	1,00	1.774.908
Rurais	Plurimensal	94.565	1,00	1.134.780
TOTAL				12.120.480

IV.3.3. TELEATENDIMENTO

54. No âmbito da Empresa de Referência o principal objetivo em termos de teleatendimento é capturar e selecionar as melhores práticas no atendimento à distância aos consumidores por meio de contato telefônico e pela sinérgica integração desse com sistemas institucionais, em especial os sistemas comerciais, os de apoio à operação e geoprocessamento, de tal forma que o respectivo dimensionamento referencial atenda aos compromissos de eficiência e eficácia já citados, bem como à conformidade legal - leis e regulamentos pertinentes - e aderência ao estado da arte nessa forma de atendimento. Por outro lado, no tratamento das transações efetuadas por meio de teleatendimento, deve ser reconhecida a existência de fatores fundamentais que devem estar presentes em sua realização em todas as empresas e também as diversidades que requererem tratamentos justificadamente diferenciados.

55. A tabela seguinte resume os custos com teleatendimento aplicando-se a metodologia expressa na NT 343/2008-SRE/ANEEL.

Tabela 24 – Custos com Teleatendimento

	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	TOTAL (R\$)
TELEATENDIMENTO	5.705.923	3.834.238	9.540.161

IV.3.4. COMBATE ÀS PERDAS NÃO TÉCNICAS

56. Seguem, abaixo, os parâmetros de entrada para determinação de equipes de combate às perdas não técnicas.

Tabela 25 – Dados de entrada de perdas não técnicas

Premissas	
Período da Revisão Tarifária (anos)	4
Energia "agregada" após regularização (%)	65%
Efetividade inspeção (%)	25%
Consumo Médio Baixa Tensão (MWh/ano)	1,38
Produtividade Diária-Equipe de Regularização	7,00
Produtividade Diária-Equipe de Inspeção	12,00

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Mercado Realizado	
Mercado Cativo (MWh)	2.634.817,66
Mercado Livre (MWh)	396.689,11
Mercado BT (MWh)	1.646.357,42
Perdas Não-Técnicas (MWh)	317.449,56
Perdas Técnicas (MWh)	370.514,73

Evolução Anual do Mercado	Ano Teste	jun/10	jun/11	jun/12	jun/13
Mercado Cativo (MWh)	2.695.347,00	2.831.707,74	2.959.123,65	3.092.410,78	-
Mercado Livre (MWh)	440.837,00	463.139,46	483.978,94	505.778,70	-
Mercado BT (MWh)	1.723.823,00	1.819.467,45	1.917.162,67	2.016.741,20	-
Perdas Não-Técnicas desejadas sobre Mercado BT (%)			12,39%		
Crescimento Esperado de Perdas sobre Mercado BT (%)			1,50%		
Ano do ciclo tarifário			0		

57. A tabela seguinte apresenta o resumo de custos com combate às perdas não técnicas.

Tabela 26 – Custos com Combate às Perdas Não Técnicas

RESUMO GERAL DE CUSTOS	Pessoal (R\$/ano)	Materiais, Serviços e Outros (R\$/ano)	Total
Gerenciamento de Perdas (Estrutura Central)	1.608.439	131.320	1.739.759
Previsão para combate a novas fraudes	4.656.447	986.871	5.643.318
Custo do Combate às fraudes existentes	2.882.562	610.920	3.493.482
Total (R\$)	9.147.448,33	1.729.110,23	10.876.558,56

IV.4. PROCESSOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

IV.4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

58. As tarefas de O&M são calculadas para a rede de distribuição existente da concessionária. O estudo de custos de Operação e Manutenção (O&M) das instalações é realizado sob o enfoque da análise de processos, através do levantamento de todas as atividades de operação e manutenção de instalações elétricas. Estes P&A são os necessários para uma correta prestação do serviço, de acordo com as exigências de qualidade determinadas no contrato de concessão e outras normas aplicáveis.

59. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M, surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as principais tarefas que devem ser exercidas por uma concessionária de distribuição. Será avaliada 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, se procederá 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.

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

60. Para cada tarefa individual é acrescentado o tempo de deslocamento segundo seja área urbana ou rural. Conseqüentemente, o tempo total considerado no cálculo, é a soma do tempo da tarefa e o tempo de deslocamento.

IV.4.2. CUSTOS TOTAIS

61. Segue abaixo quadro de custos totais de O&M por ano. Mantendo a classificação de níveis de tensão, discriminam-se os custos de O&M para instalações urbanas e rurais.

Tabela 27 – Custos Totais das Tarefas de O&M

INSTALAÇÕES	FAIXA DE TENSÃO	URBANOS (R\$)	RURALS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
REDES	BT <1 kV	2.537.682	6.814.146	9.351.828	19,06%
	1 kV >= MT > 69 kV	3.316.895	21.275.247	24.592.142	50,11%
	69 kV >= AT > 230 kV	240.247	795.670	1.035.918	2,11%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
LINHA VIVA	1 kV >= MT > 69 kV	278.771	1.922.538	2.201.309	4,49%
	69 kV >= AT > 230 kV	15.154	36.124	51.278	0,10%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
EQUIPAMENTOS INSTALADOS NAS REDES	MT	158.101	653.698	811.798	1,65%
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	Maior nível de tensão < 69 kV	0	0	0	0,00%
	Maior nível de tensão = 69 kV	1.758.314	661.810	2.420.124	4,93%
	Maior nível de tensão < 230 kV	0	0	0	0,00%
	Maior nível de tensão = 230 kV	0	0	0	0,00%
	Móvel	0	0	0	0,00%
ILUMINAÇÃO	BT <1 kV	4.631.199	2.212.440	6.843.639	13,95%
MEDIÇÃO	Todos	1.247.210	516.312	1.763.522	3,59%
TOTAL (R\$)		14.183.573	34.887.984	49.071.557	100%

IV.5. CUSTOS ADICIONAIS

62. Neste item incluem-se os custos que não foram contemplados anteriormente no modelo. Também se consideram as particularidades do negócio de distribuição e de regulamentação no Brasil.

63. Na tabela seguinte apresentam-se os gastos não incluídos até agora nos cálculos da ER, correspondentes ao exposto.

(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 28: Resultados dos Custos Adicionais

Descrição	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
Processos e Atividades Comerciais	741.754	470.473	1.212.227
Processos e Atividades de O&M	318.649	248.888	567.538
Seguros	-	683.374	683.374
Tributos	-	305.078	305.078
Receita - Serviços taxados	(1.539.448)	-	(1.539.448)
Exame Periódico	311.400	-	311.400
Menor aprendiz	243.758	-	243.758
Lavagem de uniforme	-	61.248	61.248
Engenharia e Supervisão de Obras	-	660.407	660.407
Consumo Próprio	-	1.572.930	1.572.930
Publicações legais	-	678.928	678.928
Manutenção de equipamentos em oficinas	-	1.375.587	1.375.587
Laboratório de ensaios	-	237.000	237.000
Inspeção aérea	-	146.096	146.096
Campanha de medidas	-	63.641	63.641
Laudo de avaliação e ativos	-	59.822	59.822
Ganhos de holding	(1.435.468)	(24.461)	(1.459.929)
Laudos periciais	96.144	-	96.144
0	-	-	-
0	-	-	-
Custos Totais	(1.263.211)	6.539.012	5.275.801

IV.6. CUSTOS COM SISTEMAS DE INFORMÁTICA E TELECOMUNICAÇÕES

64. Além dos custos de pessoal, materiais e serviços associados aos diversos processos e atividades desenvolvidas pela empresa distribuidora, são consideradas na definição da Empresa de Referência, as anuidades de investimento de curto período de recuperação em sistemas de informática.

65. O quadro abaixo resume as anuidades com sistemas de informática consideradas para concessionária.

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Tabela 29 – Custos com Sistemas de Informática

SISTEMA	Investimento Hardware/Software (R\$)	Vida útil Hardware (anos)	Vida útil Software (anos)	Custo Mensal de Capital (R\$)	Custo Mensal de Manutenção (R\$)	Custo Anual (R\$)
Gestão Operacional	1.668.000	10	10	24.381	20.850	542.767
SCADA	3.500.000	10	10	51.158	43.750	1.138.900
GIS	1.100.000	10	10	16.078	13.750	357.940
Gestão Comercial	26.495.590	10	10	387.277	331.195	8.621.665
Teleatendimento	4.260.000	10	10	62.267	53.250	1.386.204
Administrativo	12.200.000	10	10	178.323	152.500	3.969.880
Centrais	4.647.640	10	10	67.933	58.096	1.512.342
TOTAL						17.529.698,24

66. A seguir seguem os custos considerados para telecomunicações:

Tabela 30 – Custos com Comunicações

Tipo	Custo Anual (R\$)
Sistemas de Comunicação da Operação	253.397
Sistemas de Comunicação de Dados	738.769
Total	992.166

IV.7. VEÍCULOS

67. O quadro a seguir mostra o total de veículos considerado na ER, detalhado pelas unidades da empresa, bem como os processos e atividades comerciais e de O&M.

Tabela 31 – Veículos

UNIDADES E P&A	VEC1	VEC2	VEC3	VEC4	VEC5	VEC6	VEC7	VEC8	VEC9	VEC10	VEC11	VEC12	VEC13	TOTAL
Conselho	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presidência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Ouvidoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Diretoria de Assuntos Regulatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Diretoria Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
Diretoria Financeira e Controladoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Diretoria Técnica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
Diretoria Recursos Humanos e Administrativa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	5
Gerências Regionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	-	-	-	28
Processos e Atividades de Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	241	20	-	340
Processos e Atividades De O&M	14	51	41	1	1	-	1	1	-	13	-	-	8	131
QUANTIDADE TOTAL	14	51	41	1	1	-	1	1	-	139	241	20	8	518

(Fls. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.8. RESULTADOS FINAIS – agosto-07

68. 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.

Tabela 32: Custos Totais por Ano – Preços a agosto-07

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	45.042.656,79	25.468.434,67	70.511.091,46
ESTRUTURA CENTRAL	32.800.084,58	5.142.911,96	37.942.996,55
ESTRUTURA REGIONAL	12.242.572,21	1.803.657,97	14.046.230,18
SISTEMAS	0,00	18.521.864,74	18.521.864,74
PROCESSOS DE O&M	28.042.263,00	21.903.040,47	49.945.303,47
PROCESSOS COMERCIAIS	39.166.168,69	24.841.973,78	64.008.142,48
TAREFAS COMERCIAIS	15.248.262,16	3.486.521,57	18.734.783,72
FATURAMENTO	10.672.973,67	15.923.424,19	26.596.397,86
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	7.539.009,60	1.597.790,37	9.136.799,97
TELEATENDIMENTO	5.705.923,27	3.834.237,65	9.540.160,92
CUSTOS ADICIONAIS	-1.263.210,50	6.539.011,61	5.275.801,10
ADMINISTRATIVO	-880.309,39	2.655.938,17	1.775.628,78
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	414.793,37	3.412.600,27	3.827.393,64
COMERCIAL	-797.694,48	470.473,16	-327.221,32
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	110.987.877,99	78.752.460,52	189.740.338,51

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.9. RESULTADOS FINAIS – abril-08

69. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para maio/2008 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.

Tabela 33: Custos Totais por Ano – Preços a abril-08

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	46.439.163,71	25.011.972,56	71.451.136,27
ESTRUTURA CENTRAL	33.817.021,60	5.050.737,30	38.867.758,90
ESTRUTURA REGIONAL	12.622.142,11	1.771.331,62	14.393.473,73
SISTEMAS	0,00	18.189.903,65	18.189.903,65
PROCESSOS DE O&M	28.911.688,06	21.510.479,71	50.422.167,77
PROCESSOS COMERCIAIS	40.380.480,40	24.396.739,52	64.777.219,93
TAREFAS COMERCIAIS	15.721.020,76	3.424.033,83	19.145.054,59
FATURAMENTO	11.003.879,58	15.638.034,07	26.641.913,65
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	7.772.749,79	1.569.153,72	9.341.903,51
TELEATENDIMENTO	5.882.830,28	3.765.517,91	9.648.348,19
CUSTOS ADICIONAIS	-1.302.375,20	6.421.815,12	5.119.439,92
ADMINISTRATIVO	-907.602,59	2.608.336,69	1.700.734,10
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	427.653,67	3.351.437,40	3.779.091,06
COMERCIAL	-822.426,28	462.041,03	-360.385,24
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	114.428.956,97	77.341.006,92	191.769.963,89

V. CONCLUSÕES

70. A planilhas de cálculo dos custos operacionais aplicado ao contrato de concessão da ENERGISA PARAÍBA encontram-se no arquivo “Modelo Empresa de Referência – ENERGISA PARAÍBA.zip”.

71. Do exposto, os custos operacionais projetados para abril-08, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da ENERGISA PARAÍBA equivalem ao valor de **R\$ 191.769.963,89**.

APÊNDICE I
DADOS DE ATIVOS FÍSICOS

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	QUANTIDADE
	RURAL	URBANO

Pontos de Iluminação

Quantidade de pontos de iluminação	63.956,00	161.304,00
------------------------------------	-----------	------------

Medição

Quantidade de Medidores de Fronteira	53,00	0,00
Quantidade de Medidores de Consumidores		
Monofásicos	226.916,00	716.589,00
Bifásicos	6,00	19,00
Trifásicos	15.552,00	50.958,00

Redes

Baixa Tensão - Rede Aérea Nua

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	14.981,66	3.746,71
Trifásicas	1.459,13	3.075,42
Bifásicas	266,44	135,08
Monofásicas	13.256,09	536,21
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	1.106,19	1.088,49
Trifásicas	270,13	1.004,91
Bifásicas	28,07	16,60
Monofásicas	808,00	66,98
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	297.209,00	106.745,00
Madeira	16.244,00	82,00
Rede Monofásica	14.153,00	52,00
Rede Bi + Trifásica	2.091,00	30,00
Concreto	280.965,00	106.663,00
Rede Monofásica	246.183,00	12.305,00
Rede Bi + Trifásica	34.782,00	94.358,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	28.147,00	36.382,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	28.147,00	36.382,00
Rede Monofásica	19.982,00	1.880,00
Rede Bi + Trifásica	8.165,00	34.502,00

Baixa Tensão - Rede Aérea Multiplexada

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	2.831,37	1.200,10
Trifásicas	321,66	1.115,23
Bifásicas	14,50	15,66
Monofásicas	2.495,22	69,20
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	331,71	326,12
Trifásicas	84,95	314,64
Bifásicas	1,71	0,87
Monofásicas	245,05	10,61
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	61.490,00	36.645,00
Madeira	172,00	4,00

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Rede Monofásica	83,00	1,00
Rede Bi + Trifásica	89,00	3,00
Concreto	61.318,00	36.641,00
Rede Monofásica	53.194,00	1.800,00
Rede Bi + Trifásica	8.124,00	34.841,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	12.078,00	10.859,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	12.078,00	10.859,00
Rede Monofásica	9.630,00	314,00
Rede Bi + Trifásica	2.448,00	10.545,00
<i>Baixa Tensão - Rede Subterrânea</i>		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
<i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Nua</i>		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	12.569,81	2.379,18
Circuito Simples	12.569,81	2.379,18
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	99.378,00	59.700,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	99.378,00	59.700,00
<i>Circuito Simples</i>	99.378,00	59.700,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	1.668,31	11,28
Quantidade de Postes	13.915,00	219,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	13.915,00	219,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	17.515,46	43,83
Quantidade de Postes	123.677,00	546,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	123.677,00	546,00
<i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Multiplexada</i>		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Compacta</i>		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	2,71	27,69
Circuito Simples	2,71	27,69
Circuito Duplo	0,00	0,00

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Quantidade de Postes	46,00	545,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	46,00	545,00
<i>Circuito Simples</i>	46,00	545,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,01
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	1.642,05	184,15
Circuito Simples	1.559,95	138,12
Circuito Duplo ou Maior	82,10	46,03
Quantidade de Postes	8.438,00	3.404,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	8.438,00	3.404,00
<i>Circuito Simples</i>	8.016,00	2.553,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	422,00	851,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes de Concreto	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Ultra Alta Tensão igual a 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00

Equipamentos de Redes		
Média Tensão de 1 kV até 25 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	37.729,00	6.991,00
Monofásico	25.884,00	81,00
Bifásico	2.813,00	43,00
Trifásico	9.032,00	6.867,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	66,00	95,00
Monofásico	1,00	0,00
Bifásico	1,00	0,00
Trifásico	64,00	95,00
Quantidade de Chaves	18.996,00	12.673,00
Fusível (Monofásica)	18.929,00	11.716,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	67,00	957,00
SF6	0,00	0,00

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	67.189,00	21.782,00
Quantidade de Religadores	67,00	179,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	221,00	24,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	191,00	196,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Chaves	0,00	0,00
Fusível (Monofásica)	0,00	0,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	0,00	0,00
SF6	0,00	0,00
Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	0,00	0,00
Quantidade de Religadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	0,00	0,00

Subestações Transformadoras de Energia		
Aberta com maior nível de tensão abaixo de 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 69 kV		
Quantidade de Subestações	16,00	40,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	9,00	23,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	48,00	150,00
Quantidade de Transformadores	20,00	57,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	20,00	57,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	114,00	347,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	278,00	791,00

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Quantidade de Disjuntores de 69 kV	27,00	102,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	5,00	31,00
Quantidade de Alimentadores	63,00	197,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	18,00	23,00
Quantidade de TPs	34,00	80,00
Quantidade de TCs	51,00	321,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	15,00	59,00
Células Capacitivas	291,00	1.148,00
<i>Aberta com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
138 - 69	0,00	0,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
<i>Aberta com maior nível de tensão igual a 230 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Subestações Telecomandadas	16,00	40,00
Subestações Móveis		
Quantidade de Subestações	0,00	
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	
Quantidade de Transformadores	0,00	
Quantidade de Chaves Seccionadoras	0,00	
Quantidade de Disjuntores	0,00	
Quantidade de TPs	0,00	
Quantidade de TCs	0,00	

Subestações Transformadoras de Energia - ABRIGADAS		
Abrigada com maior nível de tensão abaixo de 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
Abrigada com maior nível de tensão igual a 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
Abrigada com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

138 - 69	0,00	0,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00

APÊNDICE II
DADOS DE CONSUMIDORES

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO URBANO								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	1	-	684.412	684.413
Monofásico	-	-	-	-	1	-	657.031	657.032
Bifásico	-	-	-	-	-	-	15	15
Trifásico	-	-	-	-	-	-	27.366	27.366
Industrial	-	-	-	-	188	-	4.110	4.298
Monofásico	-	-	-	-	-	-	706	706
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	188	-	3.404	3.592
Comercial	-	-	-	-	482	-	67.259	67.741
Monofásico	-	-	-	-	-	-	53.125	53.125
Bifásico	-	-	-	-	-	-	3	3
Trifásico	-	-	-	-	482	-	14.131	14.613
Rural	-	-	-	-	11	-	2.098	2.109
Monofásico	-	-	-	-	-	-	927	927
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	11	-	1.171	1.182
Poder Público	-	-	-	-	186	-	8.068	8.254
Monofásico	-	-	-	-	-	-	4.675	4.675
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	186	-	3.393	3.579
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	260	260
Serviço Público	-	-	-	-	71	-	319	390
Monofásico	-	-	-	-	-	-	66	66
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	71	-	253	324
Consumo Próprio	-	-	-	-	4	-	97	101
Total	-	-	-	-	943	-	766.623	767.566

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 209/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO RURAL								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	-	-	161.694	161.694
Monofásico	-	-	-	-	-	-	159.200	159.200
Bifásico	-	-	-	-	-	-	4	4
Trifásico	-	-	-	-	-	-	2.490	2.490
Industrial	-	-	-	-	129	-	320	449
Monofásico	-	-	-	-	-	-	66	66
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	129	-	254	383
Comercial	-	-	-	-	17	-	5.032	5.049
Monofásico	-	-	-	-	-	-	4.357	4.357
Bifásico	-	-	-	-	-	-	1	1
Trifásico	-	-	-	-	17	-	674	691
Rural	-	-	-	-	122	-	69.882	70.004
Monofásico	-	-	-	-	-	-	58.913	58.913
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	122	-	10.969	11.091
Poder Público	-	-	-	-	16	-	4.813	4.829
Monofásico	-	-	-	-	-	-	4.209	4.209
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	16	-	604	620
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	4	4
Serviço Público	-	-	-	-	70	-	357	427
Monofásico	-	-	-	-	-	-	162	162
Bifásico	-	-	-	-	-	-	1	1
Trifásico	-	-	-	-	70	-	194	264
Consumo Próprio	-	-	-	-	1	-	17	18
Total	-	-	-	-	355	-	242.119	242.474

ANEXO II

Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 20 de agosto de 2009

**DETERMINAÇÃO DA BASE DE
REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA**

(Fls. 1 do Anexo II – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

ANEXO II – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL

Em 20 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004342/2006-26

Assunto: Determinação da base de remuneração regulatória da EPB para fins da segunda revisão tarifária periódica.

I. DO OBJETIVO

Para efeito da presente revisão tarifária periódica da EPB, apresentam-se neste anexo os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração definitiva, conforme consta do Memorando nº 1189-SFF/ANEEL, de 07 de agosto de 2009.

II. DA ANÁLISE

2. A Base de Remuneração, considerando-se os ativos de distribuição e os de geração própria, foi estimada conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios e Obrigações Especiais), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de 31 de julho de 2009, é de **R\$ 847.074.292,03**.
- b) A Base de Remuneração Líquida, a valores de 31 de julho de 2009, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 494.796.905,46**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 215.956.002,34**.
- d) A Taxa de Depreciação média é **4,66%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 39.473.662,01**.

3. Ressaltamos que compõem os valores acima os ativos adquiridos pela Concessionária para atendimento ao Programa Luz para Todos, conforme a seguir.

Custos Realizados pela EPB		
Recursos Próprios	CDE	RGR
1.800.549,97	92.755.195,26	16.864.449,68

4. A Base de Remuneração, considerando-se os ativos de distribuição, foi estimada conforme segue abaixo:

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

DADOS GERAIS		BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA - DEFINITIVA				
CONCESSIONÁRIA	Energisa Paraíba					
DATA-BASE DE AVALIAÇÃO - 1º CICLO	31/07/2005					
DATA-BASE DE AVALIAÇÃO - 2º CICLO	28/02/2009					
DATA DA REVISÃO	26/08/2009					
DATA-BASE DE ATUALIZAÇÃO	31/07/2009					
RESUMO BASE BLINDADA						
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Valor do Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (BRR)	
Base Blindada (Ativo Imobilizado em Serviço Total) - Valores avaliados no 1º Ciclo	800.164.384,09	316.499.355,40	483.665.028,69			
Baixas ocorridas na Base Blindada - Valores Avaliados no 1º Ciclo	52.728.481,64	31.181.616,75	21.546.864,89			
Base Blindada excluindo baixas ocorridas - Valores Avaliados 1º Ciclo	747.435.902,45	285.317.738,65	462.118.163,79			
Valores da Atualização da Base Blindada excluindo baixas pelo IGPM	167.420.048,56	63.909.038,23	103.511.010,34			
Base Blindada atualizada	914.855.951,01	349.226.776,88	565.629.174,13			
Quota de depreciação da Base Blindada entre ciclos		146.575.972,95				
Base Blindada	914.855.951,01	495.802.749,83	419.053.201,18	11.490.651,24	407.562.549,95	
Ajustes realizados na Base Blindada	321.269,02	-15.066.791,32	15.388.060,34	170.212,95	15.217.847,98	
Base Blindada Ajustada Final	914.534.681,99	510.869.541,15	403.665.140,85	11.320.438,28	392.344.702,56	
RESUMO BASE INCREMENTAL						
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Valor do Índice de aproveitamento Depreciado	Valor Base de Remuneração (BRR)	
Valores apresentados no laudo	413.251.106,48	41.734.181,66	371.516.924,82	3.642.796,39	367.874.128,42	
Valores dos ajustes realizados	33.227.638,16	3.630.974,82	29.596.663,34	58.595,35	29.538.067,98	
Base Incremental Ajustada Final	380.023.468,32	38.103.206,84	341.920.261,48	3.584.201,04	338.336.060,44	
BASE TOTAL AJUSTADA (Ativo Imobilizado em Serviço)	1.294.558.150,31	548.972.747,99	745.585.402,32	14.904.639,32	730.680.763,00	
Almoxarifado de operação					858.864,71	
Ativo diferido					0,00	
Obrigações Especiais					205.306.606,84	
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO					526.233.020,87	
MOVIMENTAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO LAUDO APRESENTADO						
Descrição	Valor Original Contábil (VOC)	Valor da depreciação		Valor do Índice de aproveitamento Depreciado		
Adições ocorridas entre 01/03/2009 a 31/05/2009 - atualizadas até jul/09 - Valores Contábeis	34.228.661,26	8.501.485,60				
Baixas ocorridas entre 01/03/2009 a 31/05/2009 - atualizada até jul/09 - Valores Avaliados	2.943.786,56	1.838.224,89		0,00		
Valor da atualização do laudo ajustado para 31/07/2009	2.918.631,46	4.468.645,37		2.878,44		
Quota de depreciação do laudo ajustado no período de 01/03/2009 a 31/05/2009 - atualizada até jul/09		14.244.651,86				
MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR LÍQUIDO)						
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Valor do Índice de aproveitamento Depreciado	Valor Base de Remuneração (BRR)	
Valor Final incluindo movimentação - Data-base 31/07/2009	1.334.649.229,59	569.088.464,96	765.560.764,63	14.907.517,76	750.653.246,87	
Exclusão das contas contábeis e atividades de adm. referentes a Emp. de Referência	99.688.017,55	57.457.865,42	42.230.152,13	1.470.948,35	40.759.203,78	
Valor da atualização do laudo ajustado para 31/07/2009	1.234.961.212,04	511.630.599,54	723.330.612,50	13.436.569,41	709.894.043,09	
Almoxarifado de operação					858.864,71	
Ativo diferido					0,00	
Obrigações Especiais					215.956.002,34	
Valor da Base de Remuneração Líquida					494.796.905,46	
DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VALOR BRUTO)		OUTROS DADOS				
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Descrição	Valor			
Valor Final com exclusão de itens da Empresa de Referência (A)	1.234.961.212,04	Taxa de Depreciação Distribuição	4,66%			
Valor do Índice de Aproveitamento Integral (B)	3.907.940,53	Quota de Reintegração Regulatória - D	39.939.662,01			
Valor referente as contas contábeis que não são depreciadas (serviços e terrenos) (C)	14.650.702,54	Taxa de Depreciação Geração	0,00			
Obrigações Especiais (D)	215.956.002,34	Quota de Reintegração Regulatória - G	0,00			
Valor novo de reposição de bens 100% depreciados (E)	143.372.274,50					
Valor da Base de Remuneração Bruta (A - B - C - D - E)	857.074.292,03					

ANEXO III

Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 20 de agosto de 2009

METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X

Em 20 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004342/2006-26

Assunto: Metodologia e cálculo do Fator X da Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A. – EPB.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da EPB referente à segunda revisão tarifária periódica.

II. INTRODUÇÃO

2. A regulação econômica necessita de instrumentos que lhe propiciem criar as condições adequadas para o aumento da eficiência econômica e do fornecimento dos serviços a preços e qualidade compatíveis com as exigências do consumidor, garantindo um retorno justo ao investidor. Sob essas condições, o agente regulador deve induzir o agente regulado a buscar acréscimos de eficiência, via redução dos custos, dentro de cada período regulatório, tal que esses possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos, no todo ou em parte, aos consumidores através da redução nas tarifas. O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados está definido contratualmente, sendo que quanto menor o período revisional, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

3. Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

4. Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa 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. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

5. Levando-se em conta que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator Xe esteja associada aos

(Fls. 2 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa obter ao satisfazer uma maior demanda, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela ER no momento do reposicionamento tarifário. Além disso, o Fator Xe contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

III. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO COMPONENTE Xe

6. O cálculo do componente Xe é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, do tipo *forward looking*, tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente Xe é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital regulatório (WACC).

7. As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i \cdot (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (1)$$

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} * r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (2)$$

$$RO_i = P_0 * Q_i \quad (3)$$

onde:

RBC_i: remuneração bruta de capital no ano *i*;

D_i: Quota de Reintegração Regulatória;

P₀: tarifa média em R\$/MWh no ano-teste;

Q_i: volume total de energia em MWh no ano *i*.

r_{WACC}: WACC depois de impostos

T: tributos.

8. A fórmula (1) apresentada acima é bastante intuitiva, sendo que o lado esquerdo da equação corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o lado direito corresponde ao valor presente dos custos, ou seja, à parcela B.

9. Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (6), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

IV. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DO FCD

10. Para determinar o Fator X, constrói-se um fluxo de caixa com base nas projeções de demanda, investimentos e custos operacionais eficientes, as quais são determinadas conforme os procedimentos descritos a seguir.

(Fls. 3 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.1 – Receita

11. A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado, desagregado por classe de consumo, para o período tarifário e pela tarifa calculada pela divisão entre a Parcela B da classe de consumo, definida na revisão tarifária periódica, e o respectivo mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, tal tarifa será modificada com a inclusão do componente Xe com o propósito de refletir os ganhos de escala estimados.

12. Para a definição do mercado de energia, são utilizadas as projeções informadas pelas concessionárias e consolidadas após análises realizadas pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam coerência com os valores históricos do mercado da concessionária e a expectativa futura.

13. A forma de análise realizada pela ANEEL da projeção de mercado informada pela empresa será feita, principalmente, por meio da observação dos seguintes quesitos:

- a) Consistência das premissas utilizadas;
- b) Consistência dos dados de entrada;
- c) Consistência das projeções com os dados históricos;
- d) Consistência entre os dados agregados e desagregados;
- e) Energia contratada para o ano-teste;
- f) Comparação com projeções realizadas a partir de outras metodologias.

14. A ANEEL realiza a comparação entre as projeções enviadas pela empresa e projeções próprias, que serão obtidas a partir da metodologia de “séries de tempo”. Na formulação destes modelos, as séries são decompostas de forma estilizada em ciclos, tendências, sazonalidades e irregularidades, que se repetem no tempo, de forma que esses componentes possam ser extrapolados no futuro, ou seja:

$$\text{Série de consumo energia (MWh)} = \text{ciclos} + \text{tendências} + \text{sazonalidades} + \text{irregularidades} \quad (4)$$

15. Na prática, a metodologia consiste na estimação de uma equação estocástica em diferenças e na posterior utilização desta equação na projeção das observações futuras. Na sua forma mais geral, a equação estimada expressa a variável dependente em função de suas próprias defasagens, de valores de outras variáveis (variáveis explicativas), de fatores não observáveis e de um termo de erro aleatório.

16. O detalhamento da metodologia utilizada pela ANEEL é descrito na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL.

17. Em relação às projeções de mercado para o Ano-Teste e para o período tarifário, apresentadas pela EPB em sua manifestação formal relativa à proposta preliminar de revisão, estas foram analisadas pela SRE/ANEEL conforme os procedimentos tratados na Nota Técnica nº 292/2008-SRE/ANEEL, a qual encontrou divergência entre os valores projetados com base no histórico e aqueles apresentados pela concessionária.

18. Assim, para o Ano-Teste foram adotadas as projeção estimadas pela ANEEL para todas as classes de consumo. Já para a projeção de mercado utilizada no cálculo do Fator X, foram utilizadas as taxas de crescimento estimadas pela ANEEL para as todas as classes de consumo, exceto rural e poder público, sendo adotadas taxas médias entre as projeções ANEEL e da EPB.

19. Cabe destacar que a energia recuperada com combate às perdas, dimensionada no cálculo da Empresa de Referência, foi adicionada às projeções de mercado, para o ano-teste e anos posteriores, na Baixa Tensão, para as classes residencial, industrial e comercial.

(Fls. 4 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

IV.2 – Custos Operacionais

20. Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada um desses grupos de custo, estima-se o custo futuro relativo às parcelas de pessoal, material e serviços.

21. Os custos são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de consumidores, do mercado (MWh) e do número de empregados, o qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade da Empresa de Referência.

22. Supõe-se então que todos os custos de gestão comercial (CO^C_P e CO^C_{MS}) e os custos de pessoal na operação e manutenção ($CO^{O\&M}_P$) crescem na mesma proporção que o número de clientes (C). Além do mais, assume-se que os demais gastos em operação e manutenção ($CO^{O\&M}_{MS}$) crescem na mesma proporção do mercado de energia (Q), enquanto os demais gastos em administração (CO^A) são mantidos constantes ao longo do período tarifário. As equações abaixo descrevem essas condições.

$$\begin{aligned}CO_t^{O\&M} &= \frac{Q_t}{Q_0} \cdot CO_{MS,0}^{O\&M} + \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_{P,0}^{O\&M} \\CO_t^C &= \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_0^C \\CO_t^A &= CO_0^A\end{aligned}\tag{5}$$

23. Para estimar a quantidade futura de consumidores de cada concessionária, é utilizado um modelo de tendência histórica, baseado em informação histórica da quantidade de clientes, discriminados por classe de consumo, para o período mais longo disponível.

IV.3. Perdas de Receitas Irrecuperáveis

24. É estimada na proporção de 0,90% da receita anual da distribuidora de energia.

IV.4. Depreciação

25. É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa média de depreciação é aquela estabelecida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, conforme Anexo II desta Nota Técnica.

IV.5 – Impostos

26. Para o Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro líquido (CSLL), é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

IV.6 – Investimentos

27. Os investimentos em redes elétricas, a serem adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensão quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado regulatoriamente.

28. As projeções devem incluir os seguintes investimentos:

(Fls. 5 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

- i. Em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes;
- ii. Para melhoria do sistema;
- iii. Em renovação para substituição dos ativos totalmente depreciados;
- iv. Necessários à incorporação de redes particulares e respectiva reforma dessas redes;
- v. Em combate às perdas técnicas e não técnicas de energia.

29. Os investimentos necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software, etc., são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”. Além disso, não deverão ser considerados os investimentos previstos no Programa Luz Para Todos, uma vez que esses investimentos possuem tratamento específico nos reajustes tarifários, conforme definido na Resolução Normativa n.º 294/2007, de 11 de dezembro de 2007.

30. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado e deverão ser aqueles propostos pela concessionária, devendo ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

31. A avaliação da projeção dos investimentos será feita *a posteriori*, conforme o mecanismo definido na Resolução Normativa n.º 234/2006. No momento da revisão tarifária, a ANEEL deverá apenas avaliar o montante global sob o ponto de vista do impacto tarifário, sendo que as projeções de investimentos consideradas não poderão resultar em um valor de Fator X negativo.

32. Caso os investimentos propostos resultem em Fator X negativo, os investimentos globais deverão ser ajustados de forma a considerar um Fator X igual a zero.

33. Na próxima revisão tarifária da empresa, deverão ser levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora. Serão considerados os investimentos realizados com base nos registros contábeis, deflacionados pelo IGPM, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme planilha modelo a ser disponibilizada pela ANEEL. Ressalta-se que deverão ser expurgados os investimentos referentes ao Programa Luz Para Todos, dado que os mesmos não compõem as projeções de investimentos.

34. Será feito então o recálculo do Fator X, mantendo todos os parâmetros constantes, substituindo-se apenas os valores de investimento. O montante global de investimentos realizados, trazidos à data da revisão anterior (2º ciclo) será distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

35. O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resultará em um diferencial de X (ΔX):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (5)$$

onde:

X_0 : X definido na revisão anterior (2º ciclo);

X_1 : X recalculado.

36. Uma vez calculado o ΔX , o mesmo deverá ser aplicado como redutor da Parcela B, calculada na próxima revisão, aplicando-se o multiplicador de acordo com o período tarifário da empresa, conforme abaixo:

$$VPB' = VPB * (1 - m * \Delta X) \quad (6)$$

(Fls. 6 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

$$m = \frac{\sum_{i=0}^n [(1 + r_{WACC})^{n-i} \cdot i]}{n} \quad (7)$$

onde:

VPB: total da parcela B calculada no 3º ciclo;

VPB': valor final da parcela B no 3º ciclo;

m: multiplicador;

n: número de anos do período tarifário da concessionária (3, 4 ou 5 anos);

r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital.

37. Para o cálculo do multiplicador *m*, considera-se o custo médio ponderado de capital (*r_{WACC}*) de 9,95% a.a. em termos reais (Nota Técnica n.º 068/2007-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007), resultando nos seguintes valores: *m* = 1,13; para *n* = 3 anos; *m* = 1,76; para *n* = 4 anos; e *m* = 2,43; para *n* = 5 anos.

IV.7 – Capital de Giro

38. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

IV.8 – Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

39. A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, livre de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da ER, mais o capital de giro estimado. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações adicionando, além disso, o capital de giro estimado do ano.

IV.9 – Custo de Capital (WACC)¹

40. O custo do capital considerado foi de 9,95%, definido pela ANEEL, e que é válido para todo o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil.

V. CÁLCULO DO FATOR X

41. Com base nos valores obtidos para as variáveis do cálculo do componente *Xe*, apresenta-se o Fluxo de Caixa da concessionária. Para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente seja alcançada, a receita da distribuidora será ajustada, mediante a subtração do componente *Xe* para os anos em que serão realizados os reajustes tarifários anuais.

42. Diante das análises apresentadas, o componente *Xe* da EPB referente à segunda revisão tarifária periódica é de 0,54%. O Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X é apresentado na tabela seguinte.

¹ Sobre a metodologia e os cálculos relativos ao custo de capital, ver a Nota Técnica nº 68/2006-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007 e a Resolução Normativa nº 259, de 27 de março de 2006, disponibilizadas no *site* da ANEEL.

(Fls. 7 do Anexo III – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

I. FLUXO DE RECEITAS

Fator X		0,54%				
TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial		101,41	100,87	100,33	99,79	
Industrial		101,41	100,87	100,33	99,79	
Comercial		101,41	100,87	100,33	99,79	
Rural		101,41	100,87	100,33	99,79	
Demais		101,41	100,87	100,33	99,79	
MERCADO (MWh)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial		1.000.770	1.055.403	1.112.350	1.171.218	
Industrial		858.368	902.706	933.112	967.541	
Comercial		490.869	522.078	553.667	586.244	
Rural		203.191	217.200	232.112	247.536	
Demais		542.445	562.533	582.671	603.635	
Total		3.095.643	3.259.921	3.413.913	3.576.175	
RECEITA (R\$)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial		101.491.398	106.459.020	111.602.684	116.879.836	
Industrial		87.049.980	91.056.379	93.619.578	96.554.248	
Comercial		49.780.610	52.662.216	55.549.702	58.503.343	
Rural		20.606.272	21.909.087	23.287.927	24.702.513	
Demais		55.011.143	56.742.986	58.459.699	60.238.851	
Total da Receita		313.939.404	328.829.688	342.519.590	356.878.790	

II. CUSTOS OPERACIONAIS

CONSUMIDORES		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Número de Unidades Consumidoras		999.960	1.034.055	1.067.838	1.101.912	1.136.279
CUSTOS OPERACIONAIS		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Custos de O&M	Pessoal	38.174.841	39.422.048	40.679.989	41.948.737	
	Material e Serviços	26.101.849	27.487.007	28.785.437	30.153.597	
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	31.785.304	32.823.759	33.871.151	34.927.542	
	Material e Serviços	23.289.627	24.050.520	24.817.962	25.591.997	
Custos de Administração	Pessoal	44.468.811	44.468.811	44.468.811	44.468.811	
	Material e Serviços	27.949.531	27.949.531	27.949.531	27.949.531	
TOTAL		191.769.964	196.201.676	200.572.881	205.040.215	

III. INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	264.162.770
Total Considerado	66.040.692	66.040.692	66.040.692	66.040.692		264.162.770
Total Projetado						264.162.770

IV. FLUXO DE DESPESAS

BASE DE REMUNERAÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
1. Capital de Giro	15.696.970	15.696.970	16.441.484	17.125.979	17.843.939
2. AIS Bruto de Distribuição	1.199.538.119	1.265.578.812	1.331.619.504	1.397.660.197	1.463.700.889
3. Bens Totalmente Depreciados	143.372.275	143.372.275	143.372.275	143.372.275	143.372.275
4. Depreciação Acumulada	(610.310.596)	(569.527.924)	(611.822.749)	(667.195.070)	(725.644.887)
4.1. Depreciação no ano		(49.217.328)	(52.294.825)	(55.372.321)	(58.449.817)
5. Saldo Bruto das Obrigações Especiais	(215.956.002)	(215.956.002)	(215.956.002)	(215.956.002)	(215.956.002)
5.1. Amortização no ano		10.063.550	10.063.550	10.063.550	10.063.550
5.2. Amortização acumulada		10.063.550	20.127.099	30.190.649	40.254.199
5.3. Saldo líquido das obrigações especiais	(215.956.002)	(205.892.453)	(195.828.903)	(185.765.353)	(175.701.804)
6. Terrenos e Servidões	14.650.703	14.650.703	14.650.703	14.650.703	14.650.703
7. Almoarifado e Ativo Diferido	858.865	858.865	858.865	858.865	858.865
8. Base de Remuneração Líquida	604.478.069	631.364.972	655.918.904	677.335.320	696.707.705
9. AIS Bruto de Distribuição - RGR/PLPT	16.864.450	16.864.450	16.864.450	16.864.450	16.864.450
9.1. Depreciação acumulada	(1.320.004)	(2.105.887)	(2.891.770)	(3.677.654)	(4.463.537)
9.2. Depreciação no ano		(785.883)	(785.883)	(785.883)	(785.883)
10. Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	15.544.446	14.758.563	13.972.679	13.186.796	12.400.913
11. Base de Remuneração Líquida Total	620.022.505	646.123.535	669.891.583	690.522.116	708.108.618
FLUXO DE DESPESAS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
1. Custos Operacionais	191.769.964	196.201.676	200.572.881	205.040.215	
2. Receitas Irrecuperáveis	8.934.252	9.358.008	9.747.602	10.158.244	
3. Quota de Reintegração Regulatória	39.939.862	43.017.158	46.094.655	49.172.151	
4. Remuneração Bruta do Capital	76.053.889	80.107.295	83.808.986	87.037.673	
5. Remuneração do Capital - RGR/PLPT	1.044.587	991.775	938.964	886.153	
Total da Parcela B	317.742.354	329.675.913	341.163.088	352.292.435	

VPL do Fluxo de Receita 1.059.424.522

VPL do Fluxo de Despesa 1.059.424.522

Diferença 0,0000

Fator X 0,54%

ANEXO IV

Nota Técnica nº 051/2009-SRD/ANEEL
Anexo da Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 20 de agosto de 2009

ANÁLISE DAS PERDAS

Nota Técnica nº 051/2009-SRD/ANEEL

Em 19 de maio de 2009.

Processo n.º: 48500.001051/2008-18.
Assunto: Determinação do montante de perdas na distribuição da Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A - EPB.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a avaliação da perda na distribuição da EPB relativo ao período base de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

II. DOS FATOS

2. Em 15 de dezembro de 2008, com objetivo de obter as informações para o cálculo das perdas na distribuição da EPB, foi enviado à concessionária o Ofício n.º 0405/2008-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento dos dados necessários para a realização do cálculo.

3. A EPB enviou os dados através da Correspondência nº VPR/EPB-11, datada de 03 de fevereiro de 2009, os quais tiveram seus dados analisados pela SRD, e cujos resultados são apresentados nesta nota técnica.

III. DA ANÁLISE

III.I. Dos procedimentos de cálculo

4. O procedimento e a metodologia para a apuração das perdas dos sistemas de distribuição e para a obtenção dos dados necessários para ao cálculo estão regulamentados no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST.

5. A seguir, trata-se do cálculo propriamente dito, iniciando os comentários sobre as hipóteses básicas adotadas na construção do modelo assim como as premissas de cálculo.

(Fls. 2 do Anexo IV – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

6. A seção III.IV mostra os resultados da aplicação desta metodologia no sistema da EPB, incluindo a performance dos segmentos de rede e grupos de transformação da empresa. São apresentados também os indicadores de perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica.

7. O modelo onde estes dados serão inseridos considera três estágios de desagregação para o sistema em análise, a saber:

- 1) O primeiro estágio discrimina o sistema nos segmentos rede e transformação;
- 2) Cada um dos segmentos de rede é por sua vez dividido segundo os níveis de tensão dos grupos A1, A2, A3, A3a, A4, B;
- 3) A transformação é dividida em grupos que são associados conforme a relação de transformação (AT/MT e MT/B).

8. Os cálculos foram realizados com base nas informações prestadas pela distribuidora para o período base de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

a) Redes A4 e BT

- A temperatura de operação dos condutores elétricos adotada nos cálculos foi de 55°C;
- As redes de distribuição em média tensão (A4) foram adequadas a um modelo baseado no algoritmo “árvore cronológica de comprimento mínimo”, cuja tipologia é considerada dentro de uma área limitada a um setor circular. Para a modelagem da distribuição espacial da carga foi considerado um fator de densidade de carga σ em relação à distância da subestação r , de acordo com a expressão $d = d.r^\sigma$. O fator de densidade σ foi avaliado, rede a rede, a partir da distância equivalente de carga e do comprimento total da rede;
- A avaliação das perdas nas redes em média tensão não incorporou o efeito de desequilíbrio de correntes nas fases. Para a avaliação das perdas nas redes em baixa tensão foi considerado o efeito de desequilíbrio de correntes de fase, assimetria topológica da rede, coincidência na ponta e distribuição assimétrica das cargas com relação ao transformador;
- As redes de distribuição em baixa tensão que atendem às unidades consumidoras do grupo B foram agrupadas em tipologias, conforme dados fornecidos pela distribuidora. Para as redes trifásicas, a avaliação das perdas considerou uma distribuição uniforme de carga ao longo dos condutores e modelo de carga de corrente constante com relação à tensão.

b) Transformadores

- As perdas nos transformadores foram calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas em vazio e perdas no cobre. As perdas totais de potência foram calculadas a partir do valor declarado do fator de utilização;
- Para o fator de utilização dos transformadores de distribuição foi adotado o valor limite de 180 %.

c) Ramais e Medidores

- Foi levada em consideração a diversidade da potência máxima de cada unidade consumidora com relação ao valor de ponta a montante dos ramais de ligação;
- Foi adotada uma perda de 1,2 W por bobina de tensão dos equipamentos de medição das unidades consumidoras do grupo B.

d) Fatores de Carga e de Perdas – Balanço Energético

- Nos diversos segmentos de distribuição foi verificada a consistência entre o balanço da energia passante fornecido e o obtido com os dados específicos para avaliação de perdas (carregamento e fator de carga) ajustando as perdas para garantir a consistência dos dados;
- Esta opção baseou-se na necessidade de adequar os fluxos de energia entre os diversos segmentos do sistema de distribuição de modo a observar o balanço de energia. Os fatores resultantes foram aplicados às redes/transformadores, para cada segmento ou grupo.

III.II. – Demais considerações adotadas

9. No cálculo das perdas no segmento de rede A4 as demandas máximas informadas pela EPB para cada alimentador foram utilizadas para calcular a energia circulando nos condutores do circuito.

III.III. – Do Resumo dos Dados da Distribuidora

10. A seguir descrevemos resumidamente alguns dados da distribuidora com alguns indicadores obtidos através deste. Estes parâmetros mostram em linha geral características das redes de distribuição e podem ajudar a compreender alguns aspectos inerentes ao comportamento da perda técnica de cada distribuidora. Deve-se ressaltar que alguns dados apresentados aqui podem diferir dos encontrados em outras bases de dados utilizadas na revisão tarifária da EPB, em razão de existir redes e equipamentos de terceiros, desde que a perda não seja faturada.

Descrição
Distribuidora Identificação: EPB
Unidades Consumidoras Número de Unidades Consumidoras do Grupo B: 1.164.031
Transformadores Número de Transformadores: 51.559 Potência Instalada Total em Transformadores (MVA): 2.180,800 Potência Utilizada Total Média em Transformadores (MVA): 929,891
Reguladores Número de Reguladores: 220 Potência Instalada Total em Reguladores (MVA): 60,720 Potência Utilizada Total Média em Reguladores (MVA): 98,218

(Fls. 4 do Anexo IV – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Redes de Média Tensão

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A4

Número de Redes de Média Tensão: 257

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 543,931

Número de Transformadores Trifásicos das Redes de Média Tensão: 22.536

Número de Transformadores Bifásicos das Redes de Média Tensão: 3.129

Número de Transformadores Monofásicos das Redes de Média Tensão: 26.267

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 51.932

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 11,342

Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 70,919

Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,727

Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 1,685

Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 21.141,123

Redes de Baixa Tensão

Número de Redes de Baixa Tensão: 35.247

Potência Instalada Total das Redes de Baixa Tensão (MVA): 824,412

Potência Máxima Utilizada Não Coincidente das Redes de Baixa Tensão (MVA): 321,731

Comprimento Médio do Tronco das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,578

Comprimento Médio do Ramal das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,153

Resistência Média do Tronco das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,661

Resistência Média do Ramal das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,679

Resistência Média das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,659

Comprimento Total Médio das Redes de Baixa Tensão (KM): 25.774,039

Análise dos Dados e Indicadores

Unidades Consumidoras

Número Médio de Unidades Consumidoras por Rede de Baixa Tensão (consumidores/circuito): 33,025

Transformadores

Potência Instalada Média em Transformadores por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 1,873

Redes de Baixa Tensão

Potência Instalada Média por Rede de Baixa Tensão (KVA/circuito): 23,390

Potência Instalada Média das Redes de Baixa Tensão por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 0,708

Comprimento Médio das Redes de Baixa Tensão (KM/circuito): 0,731

Tabela 1 – Resumo dos Dados EPB para o período base de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

III.IV. – Dos resultados

11. Apresentamos a seguir as Tabelas 2, 3 e 4 e as Figuras 1 e 2 com os dados das perdas na rede de distribuição da EPB para o período base de dezembro de 2007 a novembro de 2008. Ademais na Figura 3 encontra-se o Diagrama da Rede de Distribuição da EPB, ilustrando os valores de perda calculados.

(Fls. 5 do Anexo IV – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Descrição	Montantes (MWh/ano)	Sobre Energia Injetada (%)
Energia Total Injetada	3.644.266,84	100,0000
Energia Total Fornecida	2.930.956,47	80,4265
Perdas na Distribuição	713.310,38	19,5735
Perdas Técnicas	363.023,27	9,9615
Perdas Não-Técnicas	350.287,10	9,6120

Tabela 2 - Montantes de perdas da EPB para o período base de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

	Energia Circulante	Perdas		
		Montante	Sobre a energia do segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
Rede A3	3.600.513,30	96.307,06	2,6748	2,6427
Rede A4	2.837.453,64	79.922,50	2,8167	2,1931
Rede B	1.898.884,03	69.433,03	3,6565	1,9053
Ramais	1.525.072,39	2.617,80	0,1717	0,0718
Medidores	1.525.072,39	12.417,71	0,8142	0,3407
Trafos A3/A4	2.809.415,15	15.715,05	0,5594	0,4312
Trafos A4/B	2.036.730,56	86.610,13	4,2524	2,3766
TOTAL				9,9615

Tabela 3 - Perdas técnicas da EPB por segmento de rede e transformação.

	Energia Circulante	Perdas			
		Origem	Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
			MWh	%	%
Trafos A3/A4	2.809.415,15	Ferro	6.934,74	0,2468	0,1903
		Cobre	8.780,31	0,3125	0,2409
Trafos A4/B	2.036.730,56	Ferro	64.305,33	3,1573	1,7646
		Cobre	22.304,80	1,0951	0,6121
TOTAL					2,8079

Tabela 4 – Perdas técnicas nos transformadores da EPB discriminadas entre ferro e cobre.

(Fls. 6 do Anexo IV – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

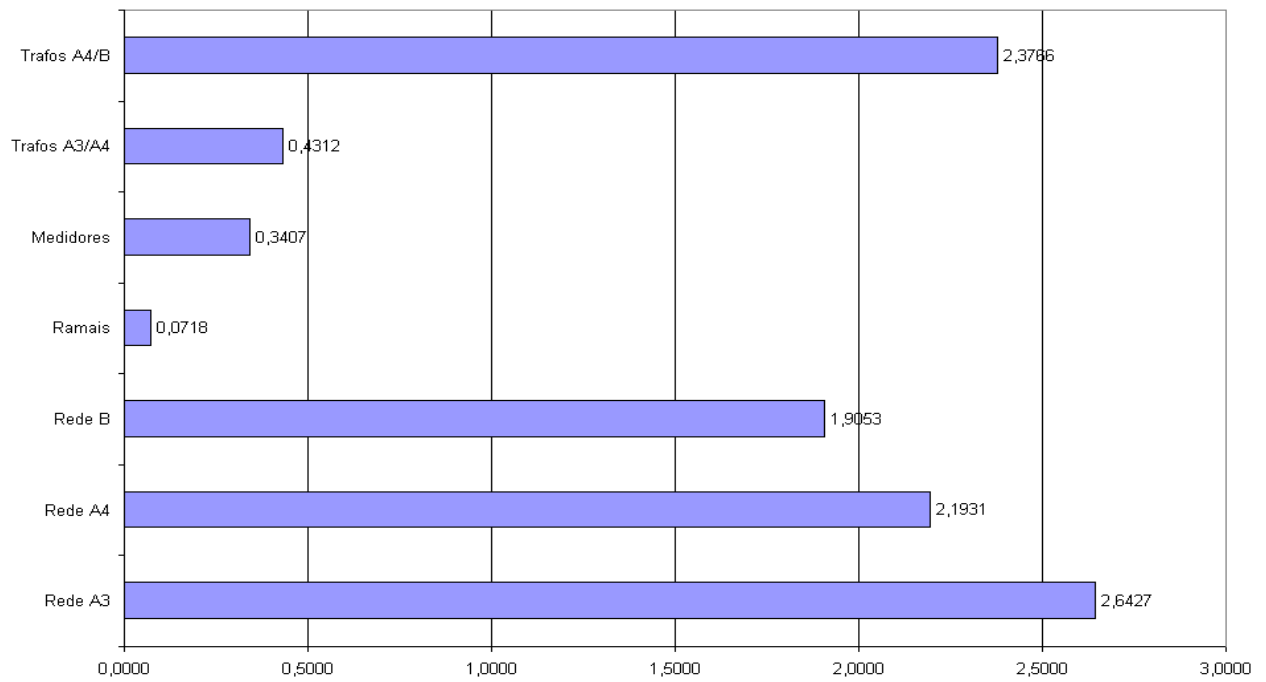


Figura 1- Percentual de perdas técnicas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

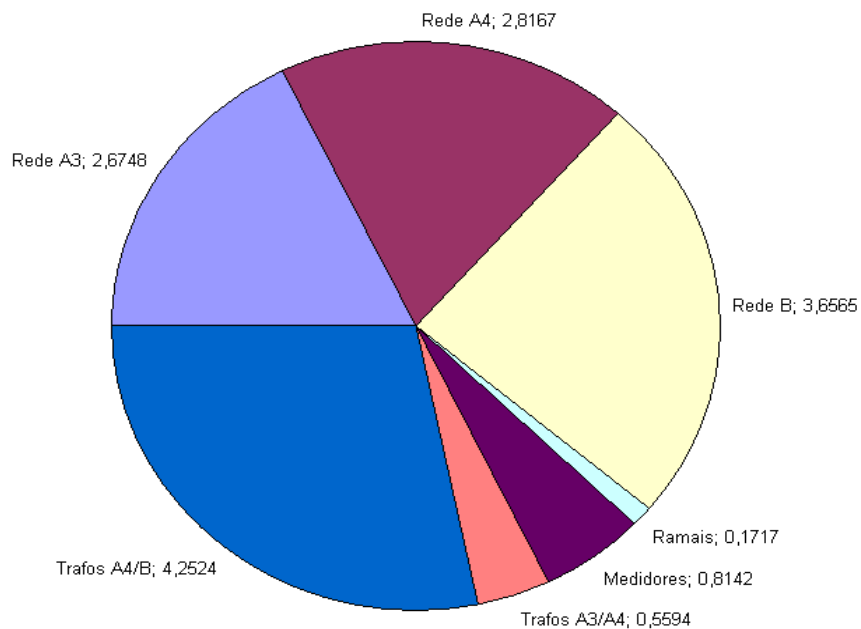


Figura 2 - Percentual de perdas técnicas por segmento e transformação em relação à energia injetada no nível.

(Fls. 7 do Anexo IV – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

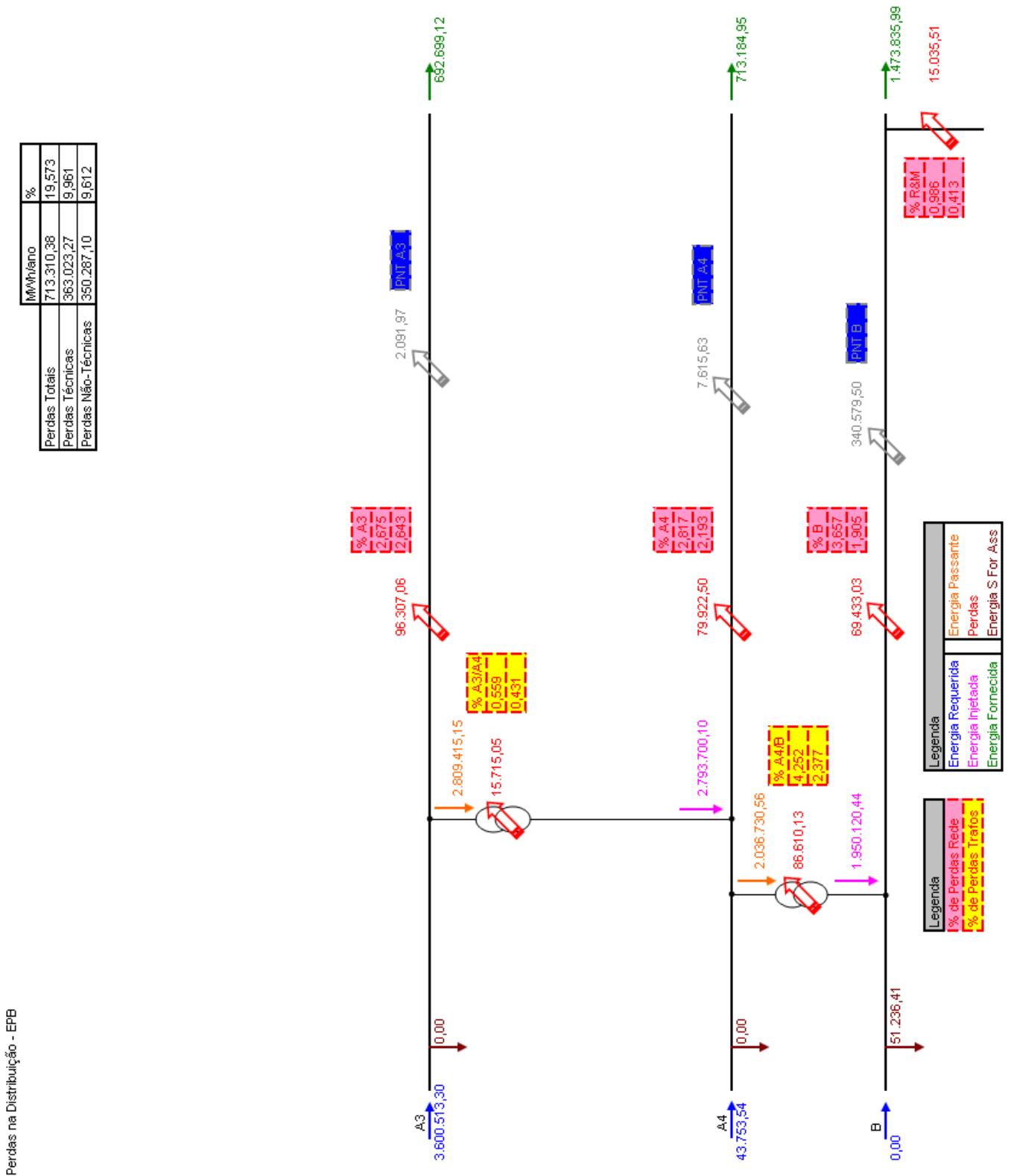


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da EPB.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

12. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *“as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”*.

13. Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, celebrados com a União, definem a receita da distribuidora, que inclui a consideração das perdas valoradas na parcela A (custos não gerenciáveis), sendo que a empresa possui considerável gestão sobre as perdas de energia elétrica. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Alguns contratos definem que o órgão regulador deve estabelecer a metodologia para o cálculo das perdas técnicas.

14. São diretrizes das atividades da ANEEL, conforme art. 3º do Decreto 2335/1997:

“Art. 3.º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;” (grifo nosso)

15. No mesmo Decreto, são estabelecidas as competências da Agência:

“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;

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;” (grifo nosso)

16. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os critérios gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para a realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

17. O Módulo 7 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados e para a apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

V. DA CONCLUSÃO

18. O cálculo considerou a metodologia adotada pela ANEEL e os dados fornecidos pela distribuidora, possibilitando assim a apuração das perdas técnicas discriminada por segmentos, além do valor total das perdas não-técnicas. Tal resultado pode subsidiar a definição dos limites de perdas, considerando a eficiência energética por nível de tensão.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

19. Que a SRE, face às informações fornecidas pela distribuidora e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, os quais foram apresentados nesta Nota Técnica, adote o valor de perda técnica no processo de revisão tarifária da EPB.

RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – Interino

ANEXO V

Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 20 de agosto de 2009

TARIFAS DE FORNECIMENTO E USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD

(Fls. 2 do Anexo VI – Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL, de 20/08/2009).

Estrutura Tarifária

Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Variação	Receita GTF Aj.	Receita Reaj.		
69 kV (A3)	Azul	DP (R\$/kW)	33,61	33,09	-1,55%	14.246.068,69	14.025.659,42	
		DFP (R\$/kW)	7,93	6,36	-19,80%	4.555.462,75	3.653.561,55	
		EPS (R\$/MWh)	194,24	181,82	-6,39%	2.163.274,79	2.024.951,72	
		EFPS (R\$/MWh)	118,30	112,30	-5,07%	18.263.983,85	17.337.661,76	
		EPU (R\$/MWh)	174,96	164,16	-6,17%	1.399.773,89	1.313.368,09	
		EFPU (R\$/MWh)	107,11	102,05	-4,72%	11.233.627,26	10.702.937,75	
	USO - CARGA	DP (R\$/kW)	33,53	33,09	-1,31%	14.699.952,00	14.507.050,75	
		DFP (R\$/kW)	7,91	6,36	-19,60%	5.575.752,00	4.483.158,37	
		E (R\$/MWh)	13,30	16,21	21,88%	5.078.461,32	6.189.613,38	
	USO - DISTRIBUIDORA	DP (R\$/kW)	31,15	29,06	-6,71%	-	-	
		DFP (R\$/kW)	7,35	5,58	-24,08%	-	-	
		E (R\$/MWh)	-	-	0,00%	-	-	
	USO - GERAÇÃO	M. Contratado (R\$/kW)	7,49	6,04	-19,36%	4.952.640,00	3.993.851,21	
	13.8 kV (A4)	Azul	DP (R\$/kW)	52,11	54,15	3,91%	18.606.537,44	19.334.945,35
			DFP (R\$/kW)	15,61	14,53	-6,92%	9.041.743,40	8.416.177,55
EPS (R\$/MWh)			194,24	181,82	-6,39%	1.991.562,72	1.864.219,18	
EFPS (R\$/MWh)			118,30	112,30	-5,07%	12.919.025,51	12.263.791,76	
EPU (R\$/MWh)			174,96	164,16	-6,17%	1.293.942,30	1.214.069,32	
EFPU (R\$/MWh)			107,11	102,05	-4,72%	8.609.840,79	8.203.101,98	
USO - CARGA		DP (R\$/kW)	51,99	54,15	4,15%	673.992,00	701.993,98	
		DFP (R\$/kW)	15,57	14,53	-6,68%	201.828,00	188.346,87	
		E (R\$/MWh)	13,30	16,21	21,88%	65.452,41	79.773,20	
USO - DISTRIBUIDORA		DP (R\$/kW)	48,28	47,50	-1,62%	3.837.706,35	3.775.705,29	
		DFP (R\$/kW)	14,46	12,75	-11,83%	1.443.020,35	1.272.372,72	
		E (R\$/MWh)	-	-	0,00%	-	-	
USO - GERAÇÃO		M. Contratado (R\$/kW)	7,49	6,04	-19,36%	919.776,00	741.715,23	
Verde		D (R\$/kW)	15,61	14,53	-6,92%	17.886.694,25	16.649.177,93	
		EPS (R\$/MWh)	1.052,20	1.439,13	36,77%	3.807.007,54	5.206.974,68	
		EFPS (R\$/MWh)	118,30	112,30	-5,07%	16.087.411,77	15.271.482,18	
		EPU (R\$/MWh)	1.032,92	1.421,47	37,62%	2.730.602,86	3.757.764,44	
		EFPU (R\$/MWh)	107,11	102,05	-4,72%	11.022.260,92	10.501.556,59	
		-	-	-	-	-	-	
Convencional		D (R\$/kW)	47,95	44,45	-7,30%	27.730.990,86	25.706.830,94	
		E (R\$/MWh)	128,67	131,63	2,30%	25.079.661,34	25.656.608,55	
BT	USO - CARGA	DP (R\$/kW)	107,58	94,35	-12,30%	-	-	
		DFP (R\$/kW)	20,85	17,17	-17,65%	-	-	
		E (R\$/MWh)	13,30	16,21	21,88%	-	-	
	USO - DISTRIBUIDORA	DP (R\$/kW)	-	93,90	0,00%	-	-	
		DFP (R\$/kW)	-	-	0,00%	-	-	
		E (R\$/MWh)	-	-	0,00%	-	-	
	Convencional	-	-	-	-	-	-	
		E (R\$/MWh)	394,59	335,62	-14,94%	610.399.880,57	519.177.900,90	

Efeito Médio Consumidor Cativo

Consumidor Cativo	
Grupo Tarifário	Efeito Médio a ser percebido
A3	-5,41%
A4	-1,76%
AT	-2,67%
BT	-14,94%
TOTAL	-11,82%