

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

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

.....

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A
CICLO 2009 - 2014

RESULTADO FINAL

Índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. ANTECEDENTES.....	1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	4
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS.....	4
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.....	9
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas.....	9
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA AMPLA.....	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.....	19
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia.....	22
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA).....	23
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B.....	24
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS.....	24
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico.....	24
IV.2.1.2 – Custos por Área.....	26
IV.2.1.3 – Resultados Finais.....	27
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL.....	28
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital.....	28
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).....	30
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.....	36
IV.2.4 – DEPRECIACÃO.....	36
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB).....	37
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	38
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA.....	38
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA.....	38
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS.....	38
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO.....	39
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X.....	39
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA.....	43
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	48
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL.....	50
VIII. CONCLUSÕES.....	52

Em 04 de março de 2009.

Processo nº 48500.004334/2006-06

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Ampla.

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 **Ampla Energia e Serviços S/A**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da Ampla. 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 Ampla é apresentada na seção IV, onde se explicita a metodologia adotada e os resultados obtidos para o reposicionamento tarifário e também os resultados do cálculo do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários.

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

5. As conclusões do processo de revisão tarifária periódica da Ampla encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de março/2009 a fevereiro/2014. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. A AMPLA foi privatizada em novembro de 1996, tendo sido comprada por um consórcio formado pelo Grupo Endesa (Espanha), Chilectra e Enersis (Chile) e EDP Brasil (Portugal). Desde então, a Ampla passou por três mudanças em seu controle acionário, assumido atualmente pelo grupo Endesa.

7. Em 09 de dezembro de 1996, foi assinado o **Contrato de Concessão nº 005/1996**, entre a União e a AMPLA Serviços de Eletricidade S.A - AMPLA, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tendo por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica da concessão, de que é titular a citada concessionária.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

8. A AMPLA é responsável pela distribuição de energia a 2,3 milhões de clientes, localizados nos 66 municípios do estado do Rio de Janeiro abrangidos por sua área de concessão, descrita na Figura 2 abaixo.

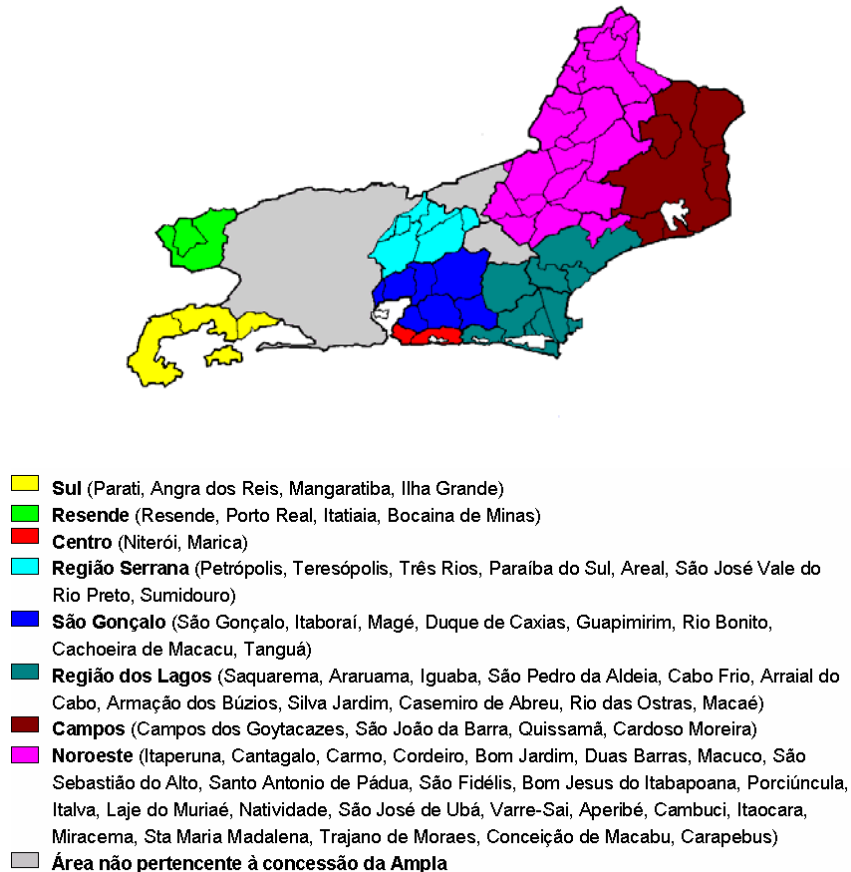


Figura 1 – Área de concessão da Ampla

9. A AMPLA atende cerca de 2,3 milhões de unidades consumidoras, que perfazem uma média de consumo anual de 7,45 MWh e um faturamento anual da ordem de R\$ 2,4 Bilhões (informação do SAD relativa a agosto de 2008). A tabela 1 mostra a composição do mercado da concessionária:

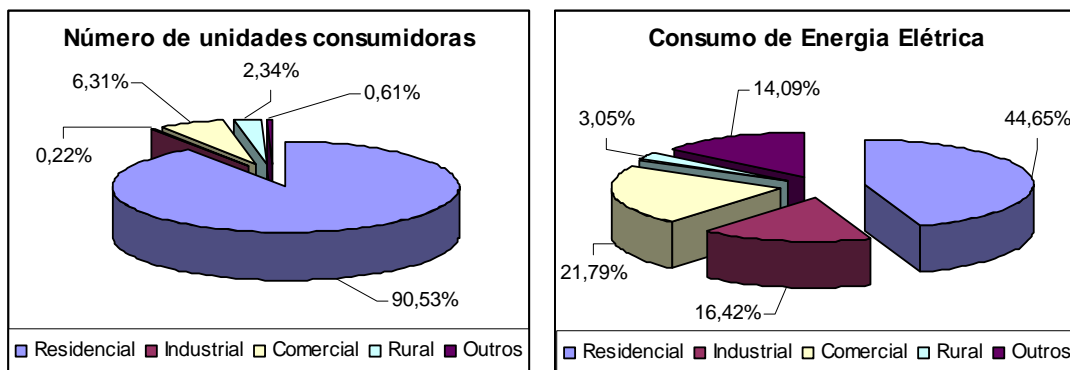


Figura 2: Composição do Mercado da Concessionária

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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

11. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 1: Composição da Receita de uma Distribuidora

Composição da Receita Requerida	
Parcela A (custos não-gerenciáveis)	Parcela B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Materiais
Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de E.E. (Proinfa)	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Despesas de Capital
P&D e Eficiência Energética	Quota de Reintegração Regulatória
Operador Nacional do Sistema (ONS)	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	

12. Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. Ao iniciar-se o período tarifário, cada concessionária tem estabelecido no momento da revisão tarifária a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário subsequente (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

data do reajuste. Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

13. A Primeira Revisão Tarifária da AMPLA ocorreu em 31 de dezembro de 2003, sendo o seu resultado final estabelecido na Resolução Homologatória nº 284, de 23 de dezembro de 2004. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 15 de março de 2004, foram reposicionadas em 13,87% e reajustadas anualmente, de acordo com as regras do contrato, nos anos de 2005 a 2008. O valor do componente Xe foi estabelecido em 0,3439%.

14. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos a partir da 1ª revisão tarifária, enquanto a figura 3 mostra a evolução da tarifa média (R\$/MWh) e o crescimento do mercado da AMPLA (em MWh).

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da Ampla (%)

Ano	2005	2006	2007	2008
Índice de Reajuste Tarifário *	11,13%	-3,22%	1,74%	7,78%
Acumulado **	-	7,55%	9,42%	17,93%
Efeito percebido pelo consumidor ***	14,46%	-1,81%	-4,15%	10,93%

* 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.

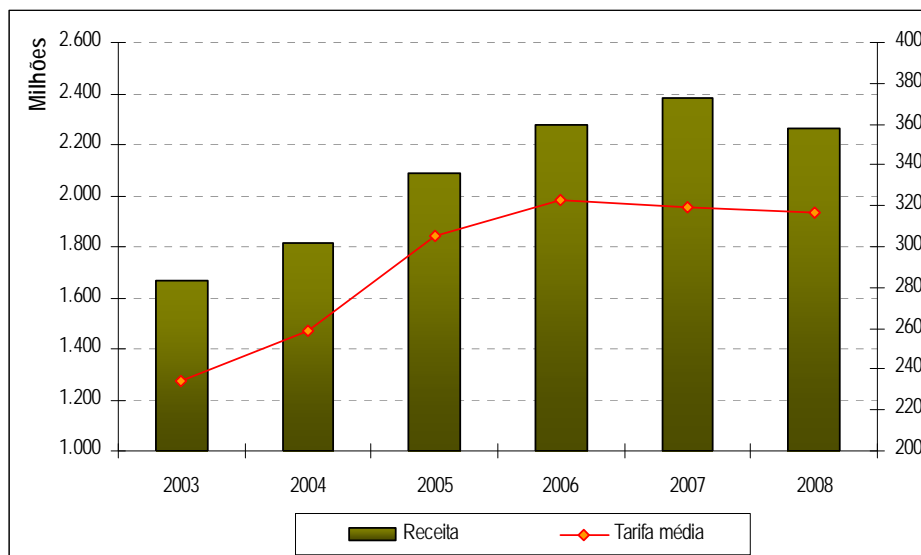


Figura 3: Evolução das Tarifas e Mercado da Ampla

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

15. O objetivo precípua da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observada 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 cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária.

III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

16. O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no **cálculo do Fator X**, que é o estabelecimento de metas de produtividade para o segundo período tarifário.

17. No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter no período anterior. 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 majorada 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 da modicidade tarifária. Conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende *“IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”*.

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

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

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo do período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2 .

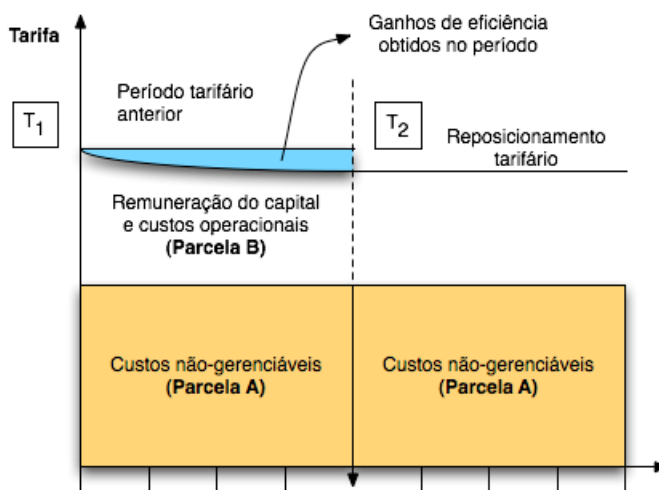


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

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

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

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

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

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

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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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

III.2.2 – O Fator X

26. Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas segundo a abordagem descrita na seção anterior, são então estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente. Esses ganhos, que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, correspondem à área verde na figura a seguir. 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 em 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). Esse redutor consiste no Fator X. As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura.

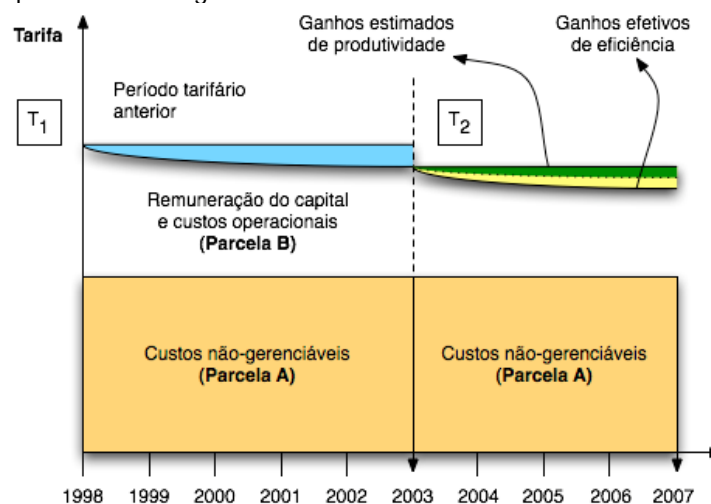


Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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

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

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

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

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

- i) A determinação de parâmetros 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, por exemplo, com base no custo da energia não fornecida. É desejável que essas penalidades sejam pagas pela concessionária distribuidora aos clientes afetados pelo serviço de qualidade inadequada.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

32. Há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas “perdas técnicas”; e b) as chamadas “perdas não técnicas”, definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

33. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. No âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, o custo marginal de longo prazo de geração costuma ser mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

34. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê fornecer para atender todo o mercado de sua área de concessão. 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. 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 em seu sistema elétrico a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra.

III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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

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

38. 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 AMPLA

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

40. 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:

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

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

- 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).

42. 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.

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

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

44. 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**.

45. 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

46. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta seção da Nota Técnica. Em relação às 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.

47. 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:

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Energia Injetada = Energia Fornecida + Perdas de Energia na Distribuição

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

48. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas na distribuição da AMPLA nos últimos anos. O percentual de perdas apresentado é calculado sobre a energia injetada.

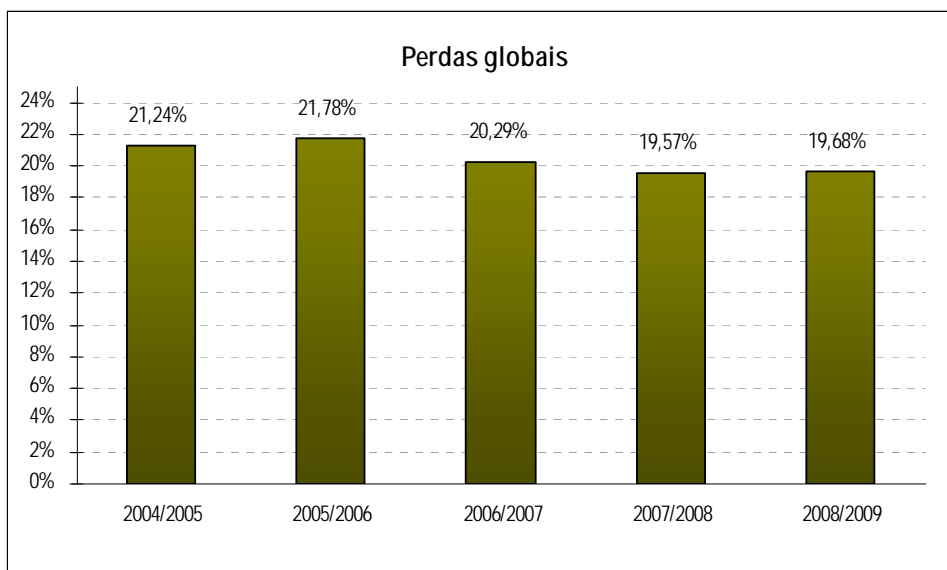


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da Concessionária

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

50. 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.

51. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em 7,06% da energia injetada, conforme Nota Técnica nº 207/2008-SRD/ANEEL, de 17 de outubro de 2008.

52. 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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

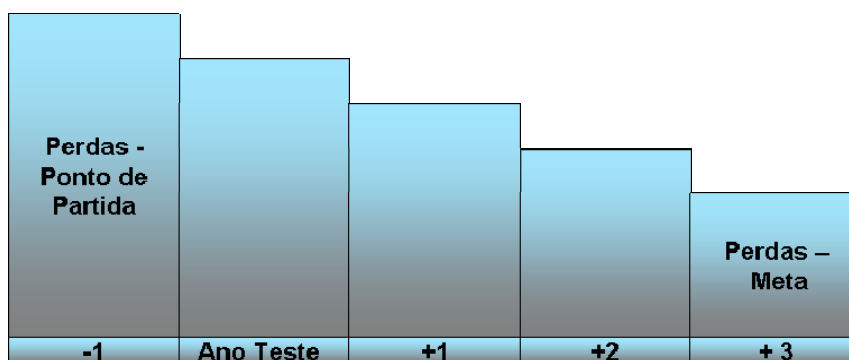
técnicas observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa. Para a comparação, o referencial utilizado são as perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, por ser o segmento onde se concentram as perdas dessa natureza.

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

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

55. 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.

56. No caso da Ampla, tal análise indicou a necessidade de definição de uma trajetória de redução 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 pela razão entre o percentual de redução de perdas no ciclo tarifário (diferença entre o percentual de perdas não técnicas no ponto de partida e chegada) e o número de anos do ciclo tarifário. A figura abaixo ilustra como o seria a trajetória ao longo do ciclo de empresa com ciclo de 4 anos. É importante notar que no primeiro ano do segundo ciclo tarifário (ano teste) já ocorre o primeiro degrau de redução.



57. O ponto de partida foi definido da seguinte forma: Primeiramente, a partir do mercado total (Fornecimento, Suprimento e Livre) do último período tarifário e do percentual de perdas globais (sobre energia injetada), referente ao menor valor do histórico recente da empresa, calcula-se a energia injetada e o volume (em MWh) de perdas globais. 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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

técnicas e, por diferença, de perdas não técnicas. Em seguida, o percentual de perdas não técnicas no ponto de partida foi calculado pela razão entre as perdas não técnicas e o mercado de baixa tensão do último período tarifário.

58. 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.

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

Tabela 3: Nível de Perdas para Cada Ano do Ciclo

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3	Ano Teste + 4
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%
Perdas Não Técnicas (sobre mercado BT)	27,13%	25,52%	23,92%	22,31%	20,70%

60. 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.

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

61. 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.

62. 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 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.

63. Os requisitos de energia elétrica da Ampla para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **10.914.084 MWh**, formado por **8.388.941 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **2.525.143 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica.

64. A Ampla apresentou, para o ano-teste, déficit de energia elétrica no montante de **984.148 MWh**, conforme demonstrado no quadro abaixo.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 4: Balanço Energético

Descrição	Cálculo	Total (MWh)
Proinfa	(1)	203.780
Compras	(2)	9.726.156
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	(3)	7.118.135
<i>Itaipu</i>		2.249.840
<i>Enertrade</i>		350.400
<i>Quanta</i>		7.781
Energia Disponível	(4) = (1) + (2) + (3)	9.929.936
Fornecimento	(5)	8.106.223
Suprimento	(6)	282.718
Consumidores Livres	(7)	1.358.130
Total de Vendas	(8) = (5) + (6)	8.388.941
Perdas Regulatórias sobre o mercado de venda mais livres (%)	(9)	25,91%
Total de Perdas Regulatórias (MWh)	(10) = (8) + (7) x (9)	2.525.143
Energia Requerida (Mercado Regulatório)	(11) = (8) + (10)	10.914.084
Disponibilidade Líquida	(12) = (4) - (11)	(984.148)

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

65. A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, que trata da comercialização de energia elétrica, alterou 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.

66. O modelo instituído pela Lei n.º 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. Os agentes de distribuição devem comercializar energia exclusivamente no ACR. O art. 2º da Lei n.º 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.

67. No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado, também será considerada a energia elétrica contratada até 16 de março de 2004 e proveniente de geração distribuída, de usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA e de Itaipu Binacional.

68. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, além de permitir: a (i) participação em leilões de compra no ACR; a legislação ainda possibilita a compra de energia (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n.º 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 n.º 206, de 22 de dezembro de 2005, alterada pela Resolução Normativa n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

69. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n.º 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.

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

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

72. 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.

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

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

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa n.º 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 n.º 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje 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 n.º 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos no Decreto n.º 5.163/2004, para empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.
- CCE – Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado entre concessionária ou permissionária de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e o atual agente supridor, conforme regras definidas nas Resoluções Normativas n.º 206, de 22 de dezembro de 2005 e n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

75. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica, que compõem a Parcela A da Receita Requerida da concessionária, tomam-se como ponto de partida os montantes de energia de Itaipu, de contratos bilaterais e de leilões públicos de energia, necessários para o atendimento ao mercado previsto para o ano-teste da revisão, acrescido de um adicional a título de perdas regulatórias de energia elétrica.

76. 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 **15 de março de 2009**.

77. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da Ampla. Esses contratos, incluindo o Proinfra, totalizam **9.929.936 MWh**. Para efeito de cálculo da despesa com compra de energia elétrica foi considerado o montante de energia de **10.914.084 MWh** para atendimento ao mercado do ano-teste considerando as perdas tratadas anteriormente.

78. Em virtude da rescisão do contrato de suprimento da distribuidora com a Companhia de Interconexão Energética (Cien), a Ampla encontra-se com déficit de energia para o ano teste, no valor total de **984.148 MWh**, que foi valorado ao PLD médio estimado para os próximos doze meses, de **R\$ 109,45/MWh**.

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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
Ambiente Regulado - CCEAR			
<i>MCSD - 2009-01</i>	44.421.148,07	145,77	304.734,50
<i>MCSD - 2005-08</i>	10.871.350,23	68,50	158.702,01
<i>MCSD - 2006-03</i>	193.405,31	71,84	2.691,99
<i>MCSD - 2006-08</i>	13.562.365,13	80,27	168.964,56
<i>MCSD - 2007-08 1o leilão</i>	2.639.339,00	90,08	29.299,59
<i>MCSD - 2007-08 5o leilão</i>	21.482,80	111,60	192,49
<i>MCSD - 2008-08</i>	853.260,49	96,89	8.806,17
<i>2005-2012 - 1º leilão de energia existente</i>	201.563.375,18	70,07	2.876.421,78
<i>2006-2013 - 1º leilão de energia existente</i>	176.479.207,60	82,04	2.151.142,81
<i>2007-2014 - 1º leilão de energia existente</i>	29.262.531,79	91,95	318.258,06
<i>2007-2014 - 5º leilão de energia existente</i>	4.360.599,08	117,07	37.246,21
<i>2008-2015 - 2º leilão de energia existente</i>	49.182.488,61	98,65	498.554,91
<i>2008-2022 - 1º leilão de energia nova</i>	16.798.683,74	155,18	108.252,89
<i>2008-2037 - 1º leilão de energia nova</i>	1.689.276,09	123,30	13.700,45
<i>2009-2023 - 1º leilão de energia nova</i>	19.941.698,18	159,16	125.293,40
<i>2009-2038 - 1º leilão de energia nova</i>	1.293.562,53	131,75	9.818,21
<i>2010-2024 - 1º leilão de energia nova</i>	6.895.909,41	154,80	44.547,22
<i>2010-2039 - 1º leilão de energia nova</i>	6.743.168,43	132,63	50.842,88
<i>2009-2023 - 2º leilão de energia nova</i>	11.082.790,77	158,22	70.046,71
<i>2009-2038 - 2º leilão de energia nova</i>	19.629.424,61	143,93	136.378,31
<i>2010-2024 - 4º leilão de energia nova</i>	675.310,59	159,29	4.239,50
Outros			
QUANTA	1.134.240,84	145,76	7.781,40
ENERTRADE	39.258.465,33	112,04	350.400,00
ITAIPU	280.288.272,48	124,58	2.249.839,73
PROINFA	0,00	0,00	203.780,20
Déficit	107.714.983,22	109,45	984.147,86
Total	1.046.556.339,52	95,89	10.914.083,86

80. Os preços dos CCEAR e dos contratos bilaterais foram reajustados conforme fórmula de reajuste estabelecida em cada contrato de compra e venda de energia da Ampla com a respectiva vendedora.

81. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária Ampla a título de compra de energia elétrica são de **R\$ 1.046.556.339,52**.

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

82. 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.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

83. 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, 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.

84. 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 termoelétrica. 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 termoelétrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

85. Os custos da geração termoelétrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoelétricas. 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.

86. 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.

87. 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; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS.

88. 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.

89. 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 n.º 10.762/2003.

90. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, somente poderão ser considerados, para efeito de receita da CDE, aqueles efetivamente depositados na conta ELETROBRÁS-CDE que, conforme a legislação prevê, são destinados à universalização.

91. 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.

92. **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.

93. **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.

94. A Lei n.º 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

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

95. 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.

96. 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 n.º 5.025, de 30 de março de 2004.

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

98. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Este 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 n.º 265, de 10 de junho de 2003, e n.º 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.

99. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 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.

100. 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.

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 6: Encargos Setoriais da Ampla

Encargos Setoriais	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Homologatória nº 751/2008	87.022.839,81
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Homologatória nº 754/2008	84.779.641,94
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Nota Técnica nº 064/2009-SRE/ANEEL	6.596.621,03
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando nº 285/2009-SFF/ANEEL	55.809.241,46
Proinfra	Resolução Homologatória nº 772/2009	38.681.618,62
ONS	Resolução Autorizativa 1425/2008	94.311,48
Compensação financeira	Não se aplica	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Previsão	44.185.409,60
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006	25.468.908,67
Total de Encargos Tarifários		342.638.592,61

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

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

103. 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.

104. 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 3.378,86 R\$/MW, e totaliza **R\$ 15.908.632,48**. 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.

105. Os encargos associados às instalações de transmissão foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 302/2008-SRT/ANEEL, de 17 de outubro de 2008, e totalizam, para o período de **março de 2009 a fevereiro de 2010**, os custos apresentados a seguir:

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 7: Encargos de Uso da Rede Básica (ano-teste março de 2009 a fevereiro de 2010)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	107.470.853,00
Rede Básica Fronteira	13.688.820,00
Itaipu	13.722.897,20
Total	134.882.570,20

Tabela 8: Encargo Anual de Conexão referente às DITs

Descrição	Valor (R\$)
Encargo de conexão	17.545.926,52

106. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução nº 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 apresentado na Tabela anterior foi atualizado pelo IGP-M de **junho de 2008 a março de 2009**.

107. Os valores dos encargos de conexão e rede básica a serem considerados na data da revisão estão demonstrados no quadro abaixo:

Tabela 9: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	134.882.570,20
Conexão	17.545.926,52
Total de Encargos	152.428.496,72

108. Adicionalmente, a Ampla firmou **Contrato de Uso do Sistema de Distribuição** com as distribuidoras: Light, ENF e Elektro, cujos dispêndios anuais totalizam **R\$ 131.932.477,89**.

109. Na presente revisão tarifária periódica, para os custos com transporte de energia da Ampla, foram considerados os valores apresentados nas tabelas anteriores, que totalizam **R\$ 300.269.607,09**, a preços de março de 2009.

110. Ressalta-se que os valores definitivos de contribuição ao ONS e Rede Básica são considerados de acordo com as Resoluções vigentes na data do reposicionamento, 15/03/2009, enquanto que os valores dos encargos RGR, TFSEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica são concatenados nesta data, ou seja, têm seus valores estabelecidos na data do reposicionamento tarifário da concessionária.

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

111. 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 Ampla, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R\$ 1.689.464.539,22**, conforme detalhado na tabela abaixo.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 10: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	1.046.556.339,52
Encargos Setoriais	342.638.592,61
Custo com Transporte de Energia	300.269.607,09
Total	1.689.464.539,22

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

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

114. 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.

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

116. 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.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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

118. 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.

119. 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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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”.

120. 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.

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

122. 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.

123. 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.

124. 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.

125. 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.

126. 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

127. 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 Março de 2009.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

Unidade	Custo de Pessoal (R\$)	Custo de Material e Serviços (R\$)	Custo Total Anual (R\$)
1. Administração	92.574.495,92	41.892.087,70	134.466.583,61
Estrutura Central	63.623.222,91	10.654.970,34	74.278.193,25
Estrutura Regional	28.951.273,00	4.033.034,79	32.984.307,79
Sistemas	0,00	27.204.082,57	27.204.082,57
2. Processos de O&M	46.995.169,09	28.443.059,52	75.438.228,61
3. Processos Comerciais	97.363.428,45	53.988.463,23	151.351.891,68
Tarefas comerciais	37.861.524,68	4.942.246,68	42.803.771,35
Faturamento	23.134.883,81	36.420.746,70	59.555.630,51
Perdas não técnicas	30.270.072,17	5.018.848,07	35.288.920,25
Teleatendimento	6.096.947,78	7.606.621,78	13.703.569,56
4. Custos Adicionais	-2.775.109,54	33.641.446,05	30.866.336,51
Administrativo	-1.798.372,17	3.465.144,33	1.666.772,16
Operação e Manutenção	1.009.947,62	28.859.125,45	29.869.073,07
Comercial	-1.986.684,99	1.317.176,27	-669.508,72
Geração Própria	0,00	0,00	0,00
Custos totais por ano	234.157.983,92	157.965.056,49	392.123.040,41

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

Tabela 12: Quantidade de Pessoal

Unidade	Função	Quantidade de pessoal	%
Estrutura Central	Conselho	8	0,22%
	Presidência	71	1,97%
	Ouvidoria	7	0,19%
	Diretoria de Assuntos Regulatórios	19	0,53%
	Diretoria Comercial	177	4,92%
	Diretoria Financeira	51	1,42%
	Diretoria Técnica	193	5,36%
	Diretoria de Recursos Humanos e Administrativa	122	3,39%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	301	8,37%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	1.858	51,64%
	Processos e Atividades de O&M	791	21,98%
Total		3.598	100%

IV.2.1.3 – Resultados Finais

129. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada, 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 dos consumidores finais são de **R\$ 392.123.040,41**.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

130. A Resolução nº. 234/2006, com redação dada pela Resolução nº. 338/2008 estabeleceu o referencial regulatório a ser utilizado nos processos de revisão tarifária a título de receitas irrecuperáveis, que no caso da Ampla é de 0,90% da receita bruta da concessionária.

131. Considerando uma receita igual a **R\$ 4.026.114.700,81**, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 6,29% e ICMS com alíquota de 27,13%, chega-se ao valor de **R\$ 36.235.032,31**, a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

132. 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**.

133. 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.

134. 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

135. 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.

136. Dessa forma, a estrutura de capital é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio (por exemplo: ações ordinárias, ações preferenciais) e de capital de terceiros (diversos tipos de obrigações, dívidas) no ativo total da empresa. Entretanto, na maioria dos estudos realizados, toma-se a estrutura de capital numa forma mais simples, agregando os diversos tipos de capital próprio numa única conta de capital próprio e os diversos tipos de capital de terceiros numa outra conta única de dívidas. Assim, quando são considerados apenas capitais próprios e de dívidas na estrutura de capital, pode-se definir a estrutura de capital pela razão capital de terceiros ou dívida (D) sobre capital total ($P+D$), ou seja, $D/(P+D)$.

137. 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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre capital próprio do projeto.

138. 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.

139. 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.

140. 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.

141. Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

142. Formalmente, o procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste nos dois passos seguintes:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos $\frac{1}{2}$ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais $\frac{1}{2}$ (metade) desse mesmo desvio-padrão;
- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países. Obteve-se então o intervalo [36,36 – 51,84%] para o grupo 1 e [64,12 – 77,54%] para o grupo 2.

143. 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:

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

- 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%].

144. 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)

145. 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.

146. Assim, o método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento, sendo expresso pela seguinte fórmula:

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

onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

147. 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

148. 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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

149. 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%**.

150. 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%**.

151. 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.

152. Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à distribuição e transmissão de energia elétrica. O critério utilizado para selecionar as empresas foi a participação dos ativos ligados à atividade de distribuição e transmissão no ativo total. Foram selecionadas então empresas cuja participação desses ativos fosse igual ou maior que 50% do ativo total. De acordo com este critério, foi escolhida uma amostra de 20 empresas. Utilizando dados semanais de preço de fechamento de ações no período, entre julho/2001 e junho/2006, calculou-se os betas cujos valores são apresentados na tabela a seguir. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos, utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a **0,296**. O *beta* realavancado, considerando uma estrutura de capital (D/V) igual a **56,95%**, resulta em **0,554**.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

153. 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.

154. 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 adotado 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.

155. 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).

156. 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.

157. Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. No cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, adota-se a média dos *spreads* sobre a taxa livre de risco de título emitidos por empresas com classificação de risco igual ao do Brasil (Ba2, na terminologia da Moody's), no mesmo período acima definido, resultando em uma taxa média 2,96% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil (r_B) é igual a 4,91%.

158. 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

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

² Idem.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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%**.

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

b) Custo de Capital de Terceiros

160. 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.

161. 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.

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

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

163. Tendo sido calculado todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula abaixo, onde π é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

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

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

164. Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (τ) 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		
<i>WACC nominal depois de impostos</i>	r_{WACC}	12,81%
Inflação americana	π	2,60%
<i>WACC real depois de impostos</i>	r_{WACC}	9,95%

165. Com base no exposto, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de **9,95%**, conforme apresentado na tabela anterior.

IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

166. 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, com redação alterada pela Resolução nº 338/2006.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

167. 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 n.º 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).

168. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da Ampla 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. Tratam-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

169. Para efeito da presente revisão tarifária adotou-se como referência os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) por meio do Memorando nº 296/2009-SFF/ANEEL, de 04 de março de 2009, apresentados no **Anexo II**.

170. Assim, a Base de Remuneração Regulatória definitiva foi definida conforme segue:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, contendo os ajustes previstos na Resolução n.º 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), a valores de fevereiro de 2009, é de R\$ 4.877.602.896,03.
- b) A Base de Remuneração Líquida, a valores de fevereiro de 2009, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de R\$ 2.966.706.347,88.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de R\$ 338.360.002,01.
- d) A Taxa de Depreciação média é 4,43%.

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004334/2006-06

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

e) A Quota Anual de Depreciação média é de R\$ 192.794.274,61.

171. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 14: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.877.602.896,03
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.521.006,66
(3) Obrigações Especiais	338.360.002,01
(4) Bens Totalmente Depreciados	181.706.659,21
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	4.352.015.228,15
(6) Depreciação Acumulada	1.640.508.285,83
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.237.094.610,20
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.521.006,66
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.231.573.603,54
(10) Almoarifado em Operação	5.038.976,71
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	68.453.769,63
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	2.966.706.347,88
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	21.300.300,00
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	2.166.276,74
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	19.134.023,26
(17) Taxa de Depreciação	4,43%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	192.794.274,61

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

172. 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:

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

onde:

BRR = base de remuneração regulatória líquida;

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

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

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

174. Dessa forma, o valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as equações anteriores foi de **R\$ 445.654.664,39**.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.2.4 – DEPRECIACÃO

175. A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens.

176. Para este item foi considerado o percentual de **4,43%** sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da Ampla e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até fevereiro de 2009.

177. 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.

178. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R\$ 192.794.274,61**. 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)	4,43%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	4.352.015.228,15
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	192.794.274,61

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

179. O valor total apurado para a Parcela B da Ampla, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R\$ 1.066.807.011,72**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 16: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	428.358.072,72
Remuneração do Capital	445.654.664,39
Quota de Reintegração Regulatória	192.794.274,61
Total	1.066.807.011,72

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

180. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza **R\$ 1.689.464.539,22**. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$ 1.066.807.011,72**.

181. Assim, o total da Receita Requerida é de **R\$ 2.756.271.550,94**.

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

182. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R\$ 2.692.728.473,02**. Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, de **9.747.071 MWh** (cativo = 8.388.941 MWh, e livre = 1.358.130 MWh), conforme previsão da concessionária e apresentado na tabela abaixo.

183. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas "cheias", sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN nº 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166); suprimento da Energisa Nova Friburgo. 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)	261.429	172,84	45.184.773,62
A3 (69 kV)	156.657	207,25	32.466.750,25
A3a (30 kV a 44 kV)	26.985	257,79	6.956.392,24
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2.388.284	252,40	602.802.163,86
AS	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)*	5.272.868	351,99	1.855.996.664,81
Suprimento	282.718	201,62	57.001.334,66
Consumidores Livres	1.358.130	67,98	92.320.393,58
Total	9.747.071	276,26	2.692.728.473,02

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

184. 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

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

185. 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:

$$\text{Outras Receitas} = 0,90 \times R_{\text{comp}} \quad (10)$$

onde:

R_{comp} = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

186. 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\$ 15.744.534,12**. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R\$ 14.170.080,71**.

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

187. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da Ampla é de **1,83%**. Dessa forma, para que a Ampla 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 **1,83%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 18: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor (R\$)
Receita Requerida	(1)	2.756.271.550,94
Outras Receitas	(2)	14.170.080,71
Receita Verificada	(3)	2.692.728.473,02
Reposicionamento Tarifário	[(1) - (2)] / (3)	1,83%

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

189. 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:

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

"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."

190. 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

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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).

191. 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.

192. 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.

193. 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.

194. A metodologia adotada definida na Resolução nº 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.

195. 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.

196. A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos - CO_{ME} e a mão-de-obra - CO_{MO} , sendo que a soma das parcelas CO_{ME} e CO_{MO} representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

197. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (10)$$

onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

CO_{ME}: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO_{MO}: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

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

199. 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.

200. Cada um dos componentes descritos é aplicado a cada reajuste tarifário anual de forma a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da concessionária. O Fator X tal que (IGPM – X) é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do próximo período tarifário, de modo de contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

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

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

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

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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".

202. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo de X_e para a Ampla resulta em 0,00%, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo III**.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

203. 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 aos valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

204. 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. A CVA da Ampla foi calculada em **R\$ -4.694.254,61**. Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses e pelo saldo a compensar do ano anterior, conforme mostrado na tabela abaixo.

Tabela 19: Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A

Descrição CVA	R\$
CVA _{CCC}	15.819.050,42
CVA _{CDE}	997.071,53
CVA _{ENERGIA COMPRADA}	-85.834.481,56
CVA _{TRANSPORTE ITAIPU}	991.118,05
CVA _{RB}	2.185.884,67
CVA _{COMP. FINANCEIRA}	0,00
CVA _{ESS}	57.742.640,65
CVA _{PROINFA}	3.404.461,63
Total	-4.694.254,61

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004334/2006-06

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

As CVA's de energia consideradas nos reajustes de 2006 a 2008 foram recalculadas em função da apuração definitiva dos fatores "K" mensais, conforme regra de repasse do custo de sobrecontratação de energia, estabelecida pela Resolução Normativa n.º 255, de 06/03/2008, alterada pela Resolução Normativa n.º 305, de 18/03/2008. A compensação financeira decorrente desse novo cálculo está sendo considerada juntamente com o saldo a compensar da CVA do ano anterior. A tabela a seguir mostra as diferenças entre os valores originais e o novo cálculo das CVA's de energia.

CVA DE ENERGIA - DIFERENÇAS				
IRT	Valor Considerado	Valor Recalculado	Diferença	Novo Cálculo
IRT 2005*		-	-	0,00
IRT 2006*	(77.154.745,83)	(71.271.937,64)	5.882.808,19	6.728.438,10
IRT 2007*	(27.036.731,61)	(29.431.012,99)	(2.394.281,38)	(2.394.281,38)
IRT2008*	(25.325.075,21)	(25.084.776,54)	240.298,66	240.298,66

* Valores calculados para o 5º dia útil anterior a data de cada reajuste. Conforme discutido em reunião na SRE, as diferenças apuradas devem ser atualizadas pela SELIC mensal efetiva para o 5º dia útil anterior a data do último reajuste, e considerados no Saldo a Compensar calculado no reajuste em processamento.

(ii) **Repasse 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.

Foi feito o cálculo para o ano de 2008 e recalculados os resultados relativos aos anos de 2005 a 2007, considerando a metodologia definitiva aprovada pela REN nº 305/2008. No ano de 2008, a concessionária apresentou um déficit contratual de 11,60% em relação ao seu mercado real, que é menor que o regulatório, sendo o repasse da exposição involuntária considerado no cálculo ajuste financeiro da sobrecontratação. O ajuste financeiro considera as compras e vendas da concessionária no mercado de curto prazo para atendimento de 100% de seu mercado e seus valores são atualizados mensalmente pela Taxa Selic. Do total apurado da sobrecontratação e do ajuste financeiro relativo aos anos de 2005 a 2008, de **R\$ 91.781.347,95**, foi descontado o valor considerado no IRT 2008 relativo ao adiantamento da exposição involuntária dos meses de janeiro e fevereiro de 2008, de **R\$ 88.888.808,03**, já considerando a atualização monetária pela Taxa Selic, de março de 2008 a fevereiro de 2009.

Ressalta-se que os resultados da sobrecontratação e da CVA permanecem provisórios em função de análise com relação à sazonalização dos contratos bilaterais firmados pela concessionária.

(iii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.** Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **R\$ -12.761.065,26**, 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), os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS e o componente financeiro devido à Revisão das Transmissoras.

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

(iv) **Subsídio Baixa Renda.** Trata-se da 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 nº 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de **R\$ 1.516.929,75**. No reajuste tarifário de março de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(v) **Subsídio Fonte Incentivada.** Consiste na previsão 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, apurado em **R\$ 6.595.747,25**. No reajuste tarifário de março de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(vi) **Subsídio Fonte Incentivada.** Foi apurado componente financeiro no período de março de 2008 a fevereiro de 2009, relativo aos descontos aos geradores de fontes incentivadas no valor de **R\$ 1.254.015,35**.

(vii) **Subsídio a Cooperativas de Eletrificação Rural.** Trata-se da previsão de recuperação do desconto dado às cooperativas de eletrificação rural no período de março de 2009 a fevereiro de 2010, no valor de **R\$ 14.261.758,53**.

(viii) **Suprimento ENF.** Trata-se de previsão da recuperação do desconto da TUSD Fio B dado à Energisa Nova Friburgo no período de março de 2009 a fevereiro de 2010, no valor de **R\$ 19.282.508,66**.

(ix) **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. Conforme informações repassadas pela CCEE, identificou-se um saldo de **R\$ -3.850.688,74** nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2008, cujo valor está sendo considerado no atual reposicionamento tarifário da concessionária.

Ressalte-se que a exposição por diferenças de preços entre submercados para o ano de 2006, considerada no IRT 2007, foi recalculada resultando no saldo de **R\$ -5.443.954,20**, cujo valor também esta considerado no atual reposicionamento.

(x) **Passivo do Programa Luz para Todos.** Foi calculado um passivo de R\$ 7.604.079,54 conforme metodologia definida pela Resolução Normativa nº 294/2007, relativo à implantação do Programa Luz Para Todos, de junho de 2004 a fevereiro de 2009.

Tendo em vista que na composição dos reajustes tarifários de 2007 e 2008 foi considerado um reembolso financeiro no valor de **R\$ 6.863.403,94** com atualização do IGP-M, o valor que resta nessa revisão tarifária, é de **R\$ 340.614,87**.

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

(xi) **Garantias Financeiras Leilões CCEAR.** Trata-se dos custos relativos à constituição e/ou manutenção das garantias financeiras exigidas na contratação de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR), em conformidade com os Editais de Leilões de Compra de Energia proveniente de Empreendimentos Existentes (Fiança Bancária, Contrato de Constituição de Garantia - CCG ou Cessão de CDB) ou de Novos Empreendimentos (Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento - CCG, via Vinculação de Receitas). Sendo assim, estão sendo considerados provisoriamente os valores informados pela empresa, no total de **R\$ 558.517,52**, pois o tema está sendo analisado pelas áreas técnicas da ANEEL e deverá ser validado pela SFF.

(xii) **Recomposição da Resolução nº 243/2006.** A partir de janeiro de 2006, as tarifas de suprimento aplicadas às distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano foram segregadas em Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme metodologia definida na REN nº 206, de 2005, que alocou todo o subsídio existente nos Contratos Iniciais, vigentes em dezembro de 2005, na tarifa de energia, sendo a TUSD calculada sem a aplicação de qualquer desconto, não observando as diretrizes do Decreto nº 4.541, de 2002.

Após a realização da Audiência Pública nº 013/2006, cujos resultados constam da REN nº 243, de 2006, a TE passou a ser calculada considerando o custo médio de compra de energia da supridora e a TUSD os custos de transporte de energia relativos aos componentes Fio A, perdas técnicas e encargos do serviço de distribuição, com aplicação 100% de desconto na parcela Fio-B.

Com isso, alterou-se a condição de equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias supridoras, estabelecida no 1º ciclo de revisões tarifárias. A compensação ao referido desequilíbrio econômico-financeiro se dá por meio de um componente financeiro que, no caso do suprimento da Ampla à Energisa Nova Friburgo – ENF, foi apurado em **R\$ 8.085.505,98**.

(xiii) **Concatenação de CUSD.** A Ampla possui CUSD firmado com três concessionárias: ENF, Elektro e Light, sendo que as datas de reajuste tarifário das citadas concessionárias são distintas da data de reajuste da Ampla, resultando em diferenças entre as faturas pagas e a cobertura tarifária recebida pela Ampla. O valor financeiro apurado é de **R\$ 4.674.423,23**.

(xiv) **P&D e PIS/COFINS sobre componentes financeiros.** Tendo em vista, no período de 2003 a 2006, que as bases de cálculo dos encargos P&D e Eficiência Energética não incluíram os componentes financeiros da receita anual da concessionária, será repassado o valor de **R\$ 11.086.594,09**, com correção monetária pelo IGP-M até março de 2009, relativo às diferenças não contempladas naqueles reajustes.

(xv) **Recurso 1º ciclo.** Foi considerado o valor de **R\$ 14.070.835,99** referente à alteração no índice de reposicionamento tarifário e no fator Xe resultantes da primeira revisão tarifária da concessionária, conforme consta do Processo nº 48500.004182/2004-90.

RESUMO DOS COMPONENTES FINANCEIROS

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

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 20: Componentes Financeiros

Componente	Valor (R\$)
P.A. Fronteira - FURNAS	-12.761.065,26
Previsão - Subsídio para Baixa Renda	1.516.929,75
Previsão - Cooperativas de Eletrificação Rural	14.261.758,53
Previsão - FONTES INCENTIVADAS (Consumidor Livre e Geração)	6.595.747,25
Recomposição REN nº 243/2006	8.085.505,98
Déficit do programa Luz para Todos	340.614,87
Concatenação dos CUSDs	4.674.423,23
Repasse da sobrecontratação de energia (2005 a 2008) - PROVISÓRIO	91.781.347,95
Adiantamento da exposição curto prazo jan-fev/08	-88.888.808,03
Exposição CCEAR entre Submercados (2008)	-3.850.688,74
PIS/COFINS e P&D sobre financeiro	11.086.594,09
Garantia Financeira	558.517,52
CVA	-4.694.254,61
Recurso 1º ciclo - Base de Remuneração Regulatória	14.070.835,99
Subsídios geradores (Res 077)	1.254.015,35
Previsão - Subsídio suprimento ENF	19.282.508,66
Recálculo da exposição CCEAR entre submercados (2006)	-5.443.954,20
Total	57.870.028,30

206. A AMPLA também solicitou o reconhecimento de outros componentes financeiros, aos quais fazemos as seguintes considerações:

- a) **Reconhecimento do incremento das perdas técnicas de energia decorrente da mudança de pontos da Fronteira do Sistema de Medição.** Nos reajustes tarifários de 2007 e 2008, foram reconhecidos os valores relativos ao aumento das perdas de energia da Ampla no período de janeiro a dezembro de 2006 e de janeiro a dezembro de 2007, respectivamente. Nesta revisão tarifária, a concessionária solicita o reconhecimento dos valores relativos ao período de janeiro de 2008 a fevereiro de 2009. Entretanto, o Parecer nº 128/2008-PF/ANEEL, concluiu não haver previsão legal para o reconhecimento de componente financeiro dessa natureza. Assim, provisoriamente, o pleito de reconhecimento de financeiro não está sendo considerado, devendo o tema ser revisitado novamente, após posterior discussão com a Diretoria Colegiada da ANEEL sobre o conteúdo do Parecer supracitado.
- b) **Revisão das tarifas de uso aplicadas às concessionárias de distribuição que estão conectadas na rede de outra distribuidora.** Conforme REN n.º 166/2005, a TUSD aplicada à concessionária de distribuição usuária da rede de outra distribuidora é formada pelas componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Perdas Técnicas e os itens RGR, P&D e Eficiência Energética que integram a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição. Dessa forma, qualquer alteração na metodologia de cálculo da TUSD aplicada às concessionárias de distribuição requer alteração na REN n.º 166/2005. Para as distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, a REN n.º 243/2006 prevê a aplicação de 100% de desconto na componente TUSD-Fio B até a próxima

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

revisão tarifária da supridora, quando será definido, em comum acordo entre as partes, o valor do encargo relativo ao custo de compartilhamento dos ativos envolvidos diretamente no suprimento. Entretanto, a proposta de metodologia de cálculo desse encargo, encaminhada pela ABRADDEE para a avaliação da ANEEL, ainda está sendo analisada pelas áreas técnicas. Dessa forma, permanece a aplicação do desconto na TUSD-Fio B até que seja definida a metodologia de cálculo do referido encargo.

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

207. Observa-se, pelo exposto, que o cumprimento coordenado, conforme previsto nos contratos de concessão, das etapas do processo de revisão tarifária periódica, compostas de: i) fixação de tarifas (reposicionamento) no início do novo período tarifário, atendendo ao conceito de “custos eficientes de operação”; ii) fixação do Fator X, de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas à gestão da concessionária distribuidora durante o período tarifário que se inicia com a revisão, permite obter todos os objetivos fundamentais de um regime de regulação por incentivos, quais sejam:

i) Estimular a concessionária de distribuição a buscar eficiência e redução de custos ao longo do período tarifário que se inicia com a revisão tarifária, uma vez que poderá se apropriar dos benefícios derivados dessa redução durante esse período;

ii) Assegurar que, ao início do novo período tarifário, sejam transferidos aos consumidores todos os ganhos de eficiência que a concessionária esteve em condições de obter durante o período anterior mediante uma gestão eficiente, definida por meio de parâmetros representativos “externos”, isto é, não vinculados com o desempenho efetivo da concessionária. Essa transferência se realiza de forma independente do fato de a concessionária ter ou não explorado o potencial de ganhos de eficiência e se apropriado, total ou parcialmente, desses ganhos de eficiência;

iii) Garantir a transferência aos consumidores dos ganhos de produtividade obtidos na gestão do setor que possam ser produzidos durante o período tarifário que se inicia, em virtude de mudanças na escala do negócio e outras razões, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos “custos operacionais eficientes” fixados no reposicionamento tarifário.

208. 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.

209. 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 fevereiro/2008 para as seguintes variáveis:

210. No que se refere à Parcela A:

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

211. 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.

212. 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.

213. 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.

214. Por fim, de forma a visualizar a participação de cada componente na receita total da distribuidora são apresentados a seguir os gráficos onde se destaca a composição da receita da empresa sem e com efeitos financeiros, bem como a participação relativa das Parcelas A e B no total da receita.

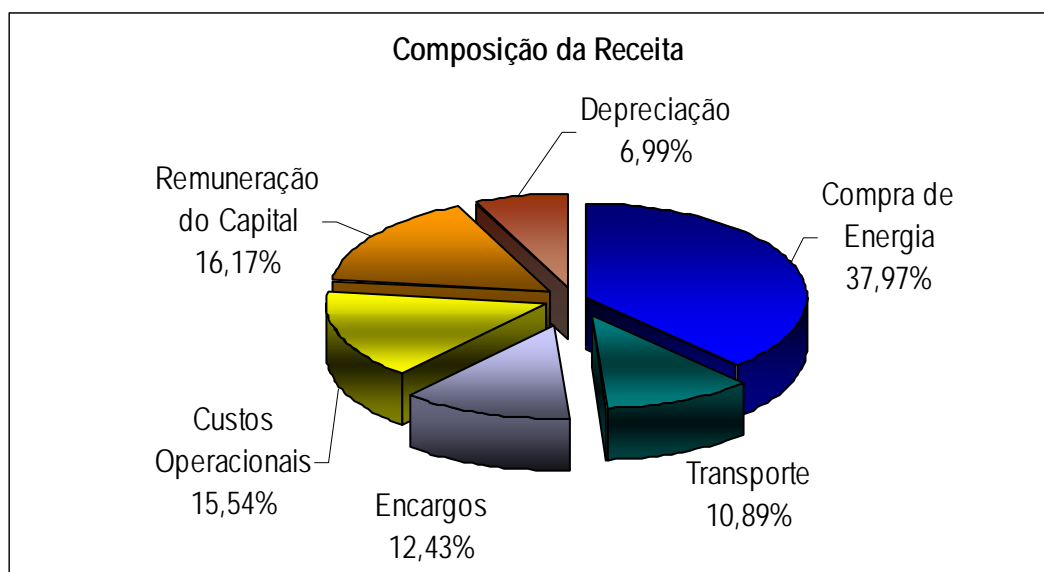


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

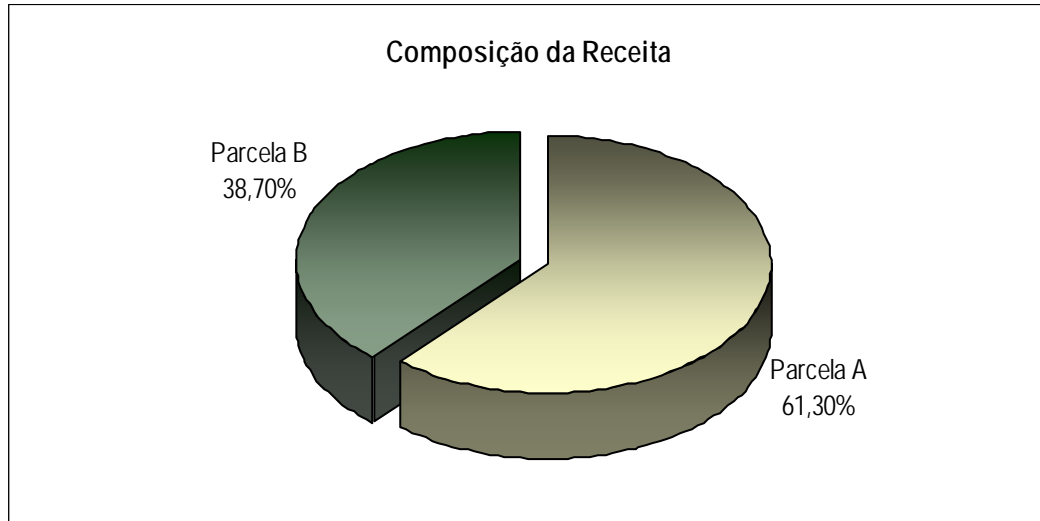


Figura 8: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

215. 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.

216. 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.”

217. 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”.

218. 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.

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

219. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Conforme estabelece o contrato de concessão da Ampla, de nº 005/96, em sua cláusula sétima:

“Sétima Subcláusula - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.”

220. 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 referida Lei 9.427/96:

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

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

[...]

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

[...]

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

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

[...]

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

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

VIII. CONCLUSÕES

221. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, são apresentados na tabela a seguir os índices de reposicionamento tarifário para cada um dos resultados, considerando-se a receita com e sem efeitos financeiros.

Tabela 22: Resultados do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Valor (R\$)	Valor (%)
Receita Requerida Líquida	2.742.101.470,22	
Receita Verificada	2.692.728.473,02	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		1,83%
P.A. Fronteira - FURNAS	(12.761.065,26)	-0,47%
Previsão - Subsídio para Baixa Renda	1.516.929,75	0,06%
Previsão - Cooperativas de Eletrificação Rural	14.261.758,53	0,52%
Previsão - FONTES INCENTIVADAS (Consumidor Livre e Geração)	6.595.747,25	0,24%
Recomposição REN nº 243/2006	8.085.505,98	0,29%
Déficit do programa Luz para Todos	340.614,87	0,01%
Concatenação dos CUSDs	4.674.423,23	0,17%
Repasse da sobrecontratação de energia (2005 a 2008) - PROVISÓRIO	91.781.347,95	3,35%
Adiantamento da exposição curto prazo jan-fev/08	(88.888.808,03)	-3,24%
Exposição CCEAR entre Submercados (2008)	(3.850.688,74)	-0,14%
PIS/COFINS e P&D sobre financeiro	11.086.594,09	0,40%
Garantia Financeira	558.517,52	0,02%
CVA	(4.694.254,61)	-0,17%
Recurso 1º ciclo - Base de Remuneração Regulatória	14.070.835,99	0,51%
Subsídios geradores (Res 077)	1.254.015,35	0,05%
Previsão - Subsídio suprimento ENF	19.282.508,66	0,70%
Recálculo da exposição CCEAR entre submercados (2006)	(5.443.954,20)	-0,20%
Total	57.870.028,30	2,11%
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		3,94%
(Considerando os efeitos financeiros)		

222. É importante destacar que, em decorrência da retirada da base tarifária de um componente financeiro de 3,12%, que havia sido adicionado no reajuste anual de 2008, o consumidor irá perceber, no período de **março de 2009 a fevereiro de 2010**, um acréscimo médio de **0,82%** nas tarifas de fornecimento.

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IX. ANEXOS

223. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Metodologia e Cálculo do Fator X.
- Anexo IV – Perdas.
- Anexo V – Tarifa de Energia Elétrica – TE e a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Ampla para a Energisa Nova Friburgo – ENF.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

CLAUDIO ELIAS CARVALHO

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

HERMANO DUMONT VERONESE

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

JOAQUIM PEDRO DE VASCONCELOS CORDEIRO

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Regulação Econômica

ANEXO I

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA AMPLA

Processo nº 48500.004334/2006-06.

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

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 AMPLA.

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.

5. O Apêndice I apresenta os dados de ativos físicos da Concessionária referentes a julho-08.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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 julho-08.

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:

- **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;

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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 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

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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).
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.

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

III.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

21. Todos os custos que serão apresentados estão referenciados a preços de julho-08. 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 Rio de Janeiro/Espírito Santo:

Tabela 1: Remunerações Adotadas

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Conselheiro de Administração	3.122
Conselheiro Fiscal	3.791
Diretor Presidente	31.052
Diretor Administrativo	24.495
Diretor Comercial	26.987
Diretor de Distribuição	27.543
Diretor Financeiro	25.266
Gerente Comercial	13.303
Gerente Assuntos Legais	15.132
Gerente de Assuntos Regulatórios	17.175
Gerente de Atendimento a Clientes	16.125
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	16.395
Gerente de Auditoria Interna	15.359
Gerente de Compras / Logística	13.075
Gerente de Comunicação	13.148
Gerente de Contabilidade	13.409
Gerente de Controle de Gestão	13.899
Gerente de Gestão Financeira	14.344
Gerente de Manutenção (AT)	16.225
Gerente de Manutenção (MT e BT)	13.899
Gerente de Mercados e Tarifas	14.134
Gerente de Operação	15.496
Gerente de Ouvidoria	13.801
Gerente de Perdas Comerciais	15.927
Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico	15.257
Gerente de Planejamento Financeiro	16.057
Gerente de Recursos Humanos	13.391
Gerente de Relações com Investidores	14.621

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Gerente de Relações Institucionais	20.582
Gerente de Serviços Técnicos	10.664
Gerente de Tecnologia da Informação	13.407
Coordenadoria de Ouvidoria	7.560
Supervisor Ciclo Comercial	7.439
Supervisor Comercial	6.249
Supervisor de Administração de Pessoal	8.289
Supervisor de Almoarifado	7.851
Supervisor de Arrecadação	5.782
Supervisor de Atendimento a Clientes	4.711
Supervisor de Atendimento Call Center	8.284
Supervisor de Captação de Recursos	8.962
Supervisor de Centro de Operação da Distribuição	7.783
Supervisor de Centro de Operação do Sistema	10.787
Supervisor de Compras / Logística	7.491
Supervisor de Contabilidade	8.303
Supervisor de Faturamento	5.274
Supervisor de Laboratório de Medição	6.349
Supervisor de Manutenção (MT e BT)	7.943
Supervisor de Medição	7.707
Supervisor de Medicina do Trabalho	11.502
Supervisor de Orçamento	10.882
Supervisor de Planejamento e Manutenção (AT)	11.259
Supervisor de Planejamento e Operação	11.385
Supervisor de Remuneração	9.008
Supervisor de Tesouraria	6.352
Supervisor de Treinamento e Desenvolvimento	7.914
Advogado Júnior	3.229
Advogado Pleno	4.491
Advogado Sênior	7.017
Ajudante de Eletricista	589
Almoarifado	1.911
Analista Comercial Júnior	2.928
Analista Comercial Pleno	4.419
Analista Comercial Sênior	5.494
Analista de Assuntos Regulatórios	4.099
Analista de Atendimento a Clientes	3.690
Analista de Comunicação	4.063
Analista de Contabilidade Júnior	3.057
Analista de Contabilidade Pleno	3.760
Analista de Contabilidade Sênior	5.553
Analista de Gestão	3.947
Analista de Infra-Estrutura Júnior	3.198
Analista de Infra-Estrutura Pleno	4.180
Analista de Infra-Estrutura Sênior	5.275
Analista de Orçamento Júnior	2.644
Analista de Orçamento Pleno	3.983
Analista de Orçamento Sênior	5.967

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Analista de Perdas	3.966
Analista de Planejamento	4.314
Analista de Recursos Humanos Júnior	3.040
Analista de Recursos Humanos Pleno	4.413
Analista de Recursos Humanos Sênior	6.215
Analista de Relações com Investidores	5.020
Analista de Sistemas Júnior	3.271
Analista de Sistemas Pleno	4.850
Analista de Sistemas Sênior	6.289
Analista de Tarifas	6.061
Analista Financeiro Júnior	3.014
Analista Financeiro Pleno	4.517
Analista Financeiro Sênior	6.688
Assessor de Comunicação	3.660
Assistente Administrativo	2.356
Assistente Comercial	2.354
Assistente de Comunicação	2.586
Assistente Técnico	1.981
Atendente Comercial (Call Center)	630
Atendente Ouvidoria	818
Auditor Interno Júnior	3.617
Auditor Interno Pleno	4.789
Auditor Interno Sênior	6.576
Auxiliar Administrativo	1.379
Auxiliar de Enfermagem do Trabalho	1.586
Comprador	2.873
Eletricista	1.915
Eletricista Linha Viva	1.686
Engenheiro de Atendimento de Grandes Clientes	4.630
Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	3.805
Engenheiro de Manutenção Júnior (MT e BT)	3.029
Engenheiro de Manutenção Pleno (AT)	4.642
Engenheiro de Manutenção Pleno (MT e BT)	4.587
Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	6.965
Engenheiro de Manutenção Sênior (MT e BT)	5.596
Engenheiro de Medição Júnior	3.439
Engenheiro de Medição Pleno	4.086
Engenheiro de Medição Sênior	5.575
Engenheiro de Operação Júnior	3.774
Engenheiro de Operação Pleno	4.531
Engenheiro de Operação Sênior	6.248
Engenheiro de Perdas Júnior	2.712
Engenheiro de Perdas Pleno	4.637
Engenheiro de Perdas Sênior	4.284
Engenheiro de Segurança do Trabalho	5.339
Leiturista / Entregador de Faturas	1.204
Médico do Trabalho	4.028
Motorista de Diretoria	1.802

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Operador de Grua (AT)	1.733
Secretária de Diretoria	3.729
Secretária de Presidência	4.362
Técnico de Assuntos Regulatórios	2.119
Técnico de Distribuição Júnior	1.958
Técnico de Distribuição Pleno	2.254
Técnico de Distribuição Sênior	3.185
Técnico de Informática	2.937
Técnico de Manutenção (MT e BT)	2.819
Técnico de Medição	2.463
Técnico de Mercado	1.915
Técnico de Obras (AT)	3.767
Técnico de Obras (MT / BT)	2.749
Técnico de Operação	2.523
Técnico de Segurança do Trabalho	2.382
Estagiário	700
Menor Aprendiz	371

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 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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 em Subestações: adotou-se o valor da despesa informado por intermédio do banco de dados GTF.
- Exames Periódicos: adotou-se um custo unitário de exames periódicos por empregado da empresa.
- Manutenção em cabos submarinos, manutenção de equipamentos em oficinas, inspeção aérea, desmobilização de redes de distribuição para instalação da rede Ampla e laboratório de ensaios: adotou-se o valor da despesa consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Serviços Cobráveis: Considerando que os custos com serviços cobráveis foram incluídos a Empresa de Referência, os valores recebidos pelas concessionárias deverão ser revertidos para a modicidade tarifária. O valor foi calculado a partir das mesmas frequências utilizadas para o dimensionamento do custo operacional necessário para execução de tais atividades.

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.

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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 Rio de Janeiro/Espirito Santo 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, energia elétrica, telefone, celulares, além de outros gastos tais como insumos computacionais, papel, formulários, fotocópias e artigos de papelaria. Estes gastos são valorados multiplicando a quantidade de empregados por um custo padrão por empregado.

33. Os custos unitários referenciais para Região Rio de Janeiro/Espirito Santo, para cálculo de alguns dos itens descritos acima são apresentados na tabela a seguir:

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 3: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços

Item	Parâmetros		
	Unidade	Driver	
COMUNICAÇÕES	Gastos de telefonia	[R\$/pess-mês]	143,80
MATERIAIS	Gastos gerais (papelaria, manutenção equip. escritório, e outros)	[R\$/pess-mês]	169,69
	Água e eletricidade	[R\$/pess-mês]	65,07
SERVIÇOS GERAIS	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	30,43

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]	20,36
Gerências regionais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	11,31
Estacionamento de Veículos			R\$/m ² -mês]	11,31
Móveis e Utensílios			[R\$/m ² -mês]	2,26

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	37.393	5.430	9.017	5	Gasolina	10	60.000
Pick-Up 1 tonelada	VEC 2	81.756	26.619	10.081	5	Diesel	10	60.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas com Guindauto	VEC 3	138.518	136.885	23.971	8	Diesel	5	40.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas	VEC 4	138.518	35.070	12.469	8	Diesel	6,25	40.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 5	158.898	136.885	18.890	8	Diesel	6,25	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 6	158.898	136.885	31.842	10	Diesel	5	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas	VEC 7	158.898	35.070	14.465	10	Diesel	3,33	15.000
Caminhão Pesado 15 toneladas	VEC 8	158.898	136.885	16.662	10	Diesel	6,25	15.000
Carreta	VEC 9	416.532	0	0	10	Diesel	3,33	5.000
Automóvel	VEC 10	26.502	0	2.211	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	158.898	210.418	16.662	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 AMPLA, aplicando a metodologia contida na Nota Técnica 343/2008-SRE/ANEEL, são:

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 8 – Clusters de Sistemas

Subgrupo	Clusters
S1	5
S2	3
S3	2
S4	1
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 eletricitistas 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 AMPLA se enquadrou no Organograma Típico (OT) 3. 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	8
CONSELHO	CONSELHEIRO FISCAL	3
	CONSELHEIRO ADMINISTRATIVO	5

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

TOTAL	PRESIDÊNCIA	71
PRESIDÊNCIA	PRESIDENTE	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
	MOTORISTA DE DIRETORIA	1
AUDITORIA INTERNA	GERENTE	1
	AUDITOR SÊNIOR	1
	AUDITOR PLENO	2
	AUDITOR JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
ASSESSORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS, COMUNICAÇÃO E QUALIDADE	GERENTE	1
	ANALISTA DE COMUNICAÇÃO	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	ASSISTENTE DE COMUNICAÇÃO	3
ASSESSORIA JURÍDICA	GERENTE	1
	ADVOGADO SÊNIOR	10
	ADVOGADO PLENO	12
	ADVOGADO JÚNIOR	12
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	15
TOTAL	OUVIDORIA	7
OUVIDORIA	GERENTE	1
	COORDENADOR	1
	ATENDENTE DE OUVIDORIA	5
TOTAL	DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	19
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA REGULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2
	ANALISTA DE TARIFAS	2
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	3
GERÊNCIA REGULAÇÃO TÉCNICO-COMERCIAL	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
TOTAL	DIRETORIA COMERCIAL	177
DIRETORIA COMERCIAL	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA GESTÃO COMERCIAL (FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO)	GERENTE	1
	SUPERVISOR COMERCIAL	5
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	6
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	7
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	10
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	8
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	8
GERÊNCIA DE PERDAS E MEDIÇÃO	GERENTE	1
	ANALISTA DE PERDAS	12
	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO SÊNIOR	6

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO PLENO	8
	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO JÚNIOR	10
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	15
	TÉCNICO DE MEDIÇÃO	20
	SUPERVISOR DE LABORATÓRIO	5
GERÊNCIA CLIENTES CORPORATIVOS	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	2
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	ENGENHEIRO DE ATENDIMENTO A GDE CLIENTES	2
GERÊNCIA DE ATENDIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ATENDIMENTO A CLIENTES	2
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	3
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	5
	ASSISTENTE COMERCIAL	10
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
GERÊNCIA DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	3
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	51
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	DIRETOR	1
	ASSESSOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	1
	CONTROLLER	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA FINANCEIRA	GERENTE	1
	ANALISTA SÊNIOR	1
	ANALISTA PLENO	1
	ANALISTA JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
GERÊNCIA CONTABILIDADE, CONTAS A RECEBER	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	3
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	2
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
GERÊNCIA ORÇAMENTO E PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	0
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	2
	ANALISTA FISCAL SÊNIOR	1
	ANALISTA FISCAL PLENO	1
	ANALISTA FISCAL JÚNIOR	2

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
GERÊNCIA TESOURARIA	GERENTE	1
	SUPERVISOR DE TESOURARIA	2
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	0
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	1
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA TÉCNICA	193
DIRETORIA TÉCNICA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
GERÊNCIA DA OPERAÇÃO	GERENTE	1
	SUPERVISOR DE CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	2
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO SÊNIOR	2
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO PLENO	4
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO JÚNIOR	4
	TÉCNICO DE OPERAÇÃO	10
	VIGIA DE SUBESTAÇÃO	86
	OPERADOR DE SUBESTAÇÃO	0
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (AT)	2
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (AT)	5
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (AT)	7
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (MT E BT)	2
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (MT E BT)	5
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JUNIOR (MT E BT)	7
	TÉCNICO DE MANUTENÇÃO (MT E BT)	10
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO SÊNIOR	2
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO PLENO	5
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO JÚNIOR	8
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4	
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MEIO AMBIENTE	2
	TÉCNICO DE MEIO AMBIENTE	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	ANALISTA DE PLANEJAMENTO	3
GERÊNCIA DE NORMATIZAÇÃO	GERENTE DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (AT)	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVO	122
DIRETORIA RECURSOS HUMANOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA DE RECURSOS HUMANOS E DESENVOLVIMENTO	GERENTE	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS PLENO	2
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS JÚNIOR	3
	SUPERVISOR DE REMUNERAÇÃO	2

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	8
	SEGURANÇA	6
GERÊNCIA DE SAÚDE E SEGURANÇA	GERENTE	1
	ENFERMEIRO DO TRABALHO	1
	ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	2
	MÉDICO DE TRABALHO	2
	TÉCNICO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	8
	AUXILIAR DE ENFERMAGEM	1
GERÊNCIA ADMINISTRATIVA E SERVIÇOS GERAIS	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	3
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	6
GERÊNCIA DE SUPRIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	3
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
	ESPECIALISTA EM COMPRA	3
	ENGENHEIRO DE QUALIDADE SÊNIOR	2
	SUPERVISOR DE ALMOXARIFADO	3
	ALMOXARIFE	5
GERÊNCIA DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES	GERENTE	1
	ANALISTA DE SISTEMAS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE SISTEMAS PLENO	8
	ANALISTA DE SISTEMAS JÚNIOR	10
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
	TÉCNICO DE INFORMÁTICA	14
TOTAL GERAL DE FUNCIONÁRIOS		648

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	531.443	
	Insumos e Outros Gastos		16.290
PRESIDÊNCIA	Pessoal	7.661.463	
	Informática		112.404
	Insumos e Outros Gastos		144.577
	Aluguel Escritório		173.493
	Mobiliário		19.277
	Telefonia		122.518

(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

	Água e Eletricidade		55.441
	Limpeza		25.926
	Transporte		92.720
	Aluguel Estacionamento		10.182
	Pessoal	588.081	
OUVIDORIA	Informática		11.082
	Insumos e Outros Gastos		14.254
	Aluguel Escritório		17.105
	Mobiliário		1.901
	Telefonia		12.079
	Água e Eletricidade		5.466
	Limpeza		2.556
	Transporte		23.180
	Aluguel Estacionamento		2.545
		Pessoal	2.521.646
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Informática		30.080
	Insumos e Outros Gastos		38.690
	Aluguel Escritório		46.428
	Mobiliário		5.159
	Telefonia		32.786
	Água e Eletricidade		14.836
	Limpeza		6.938
	Transporte		23.180
	Aluguel Estacionamento		2.545
		Pessoal	17.341.817
DIRETORIA COMERCIAL	Informática		280.218
	Insumos e Outros Gastos		360.425
	Aluguel Escritório		432.510
	Mobiliário		48.057
	Telefonia		305.431
	Água e Eletricidade		138.211
	Limpeza		64.633
	Transporte		208.620
	Aluguel Estacionamento		22.908
		Pessoal	6.019.483
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	Informática		80.741
	Insumos e Outros Gastos		103.851
	Aluguel Escritório		124.622
	Mobiliário		13.847
	Telefonia		88.006
	Água e Eletricidade		39.824
	Limpeza		18.623

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

	Transporte		69.540
	Aluguel Estacionamento		7.636
	Pessoal	15.234.142	
	Informática		305.548
	Insumos e Outros Gastos		393.006
	Aluguel Escritório		471.607
DIRETORIA TÉCNICA	Mobiliário		52.401
	Telefonia		333.041
	Água e Eletricidade		150.705
	Limpeza		70.476
	Transporte		185.440
	Aluguel Estacionamento		20.363
	Pessoal	11.725.748	
	Informática		193.144
	Insumos e Outros Gastos		248.429
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	Aluguel Escritório		298.114
	Mobiliário		33.124
	Telefonia		210.523
	Água e Eletricidade		95.264
	Limpeza		44.549
	Transporte		162.260
	Aluguel Estacionamento		17.818
OUTROS GASTOS	Marketing		3.070.655
	Auditoria Externa		555.711
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		61.623.822	10.383.519

IV.2. GERÊNCIAS REGIONAIS

IV.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

45. Para AMPLA foi considerada a seguinte estrutura regional:

Tabela 12 – Estrutura Regional

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

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 13 – Custos com estrutura regional

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total (R\$/ano)
Pessoal	28.041.460,32	0,00	28.041.460,32
Aluguel	0,00	640.518,44	640.518,44
PC's	0,00	444.865,15	444.865,15
Veículos	0,00	1.367.621,49	1.367.621,49
Outros gastos	0,00	1.477.282,05	1.477.282,05
TOTAL	28.041.460,32	3.930.287,12	31.971.747,44

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)	1188 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	25.150.263	2.910.666	28.060.930
Atendimento comercial	11.521.438	1.905.669	13.427.107
Total	36.671.702	4.816.335	41.488.037

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	181
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	196

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	1.097.940	400	138	6.067.633
Rurais	Mensal	44.286	111	20	906.594
Rurais	Plurimensal	85.716	111	39	584.907
TOTAL				138	7.559.134

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	1.097.940	320	172	10.277.858
TOTAL				172	10.277.858

IV.3.2.2 ENTREGA DE FATURAS

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

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tabela 19 – Entrega de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	2.195.880	436	126	7.908.152
Rurais	Mensal	44.286	114	20	968.757
Rurais	Plurimensal	85.716	114	38	767.873
TOTAL				126	9.644.782

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	2.195.880	300	37	1.693.159
Rurais	Mensal	130.002	51	13	577.462
TOTAL				50	2.270.621

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	1.097.940	0,2	219.588
Rurais	Mensal	44.286	0,2	8.857
Rurais	Plurimensal	85.716	0,2	17.143
TOTAL				245.588

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	219.588	0,04	8.784
Rurais	Mensal	13.000	0,04	520
TOTAL				9.304

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.3.2.6 COBRANÇA DE FATURAS

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

Tabela 23 – Cobrança de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	2.195.880	1,00	26.350.560
Rurais	Mensal	44.286	1,00	531.432
Rurais	Plurimensal	85.716	1,00	1.028.592
TOTAL				27.910.584

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.

Tabela 24 – Custos com Teleatendimento

	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	TOTAL (R\$)
TELEATENDIMENTO	5.905.347	7.412.832	13.318.179

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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)	5
Energia "agregada" após regularização (%)	65%
Efetividade inspeção (%)	30%
Consumo Médio Baixa Tensão (MWh/ano)	2,09
Produtividade Diária-Equipe de Regularização	7,00
Produtividade Diária-Equipe de Inspeção	12,00

Mercado Realizado	
Mercado Cativo (MWh)	8.176.733,94
Mercado Livre (MWh)	1.221.197,64
Mercado BT (MWh)	5.086.803,64
Perdas Não-Técnicas (MWh)	1.462.027,54
Perdas Técnicas (MWh)	824.981,83

Evolução Anual do Mercado	Ano Teste	jun/10	jun/11	jun/12	jun/13
Mercado Cativo (MWh)	8.388.941,00	8.752.891,31	9.134.765,61	9.546.806,75	9.976.967,67
Mercado Livre (MWh)	1.358.130,00	1.417.051,84	1.478.875,49	1.545.583,01	1.615.224,03
Mercado BT (MWh)	5.272.868,00	5.462.059,78	5.672.540,61	5.895.397,38	6.128.516,32

Perdas Não-Técnicas desejadas sobre Mercado BT (%)	20,70%
--	--------

Crescimento Esperado de Perdas sobre Mercado BT (%)	3,60%
---	-------

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)	7.572.509	809.594	8.382.102
Previsão para combate a novas fraudes	24.872.360	4.149.225	29.021.584
Custo do Combate às fraudes existentes	4.446.455	741.761	5.188.216
Total (R\$)	36.891.323,98	5.700.578,94	42.591.902,93

(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

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	3.757.245	766.444	4.523.688	6,30%
	1 kV >= MT > 69 kV	24.650.715	19.093.737	43.744.452	60,93%
	69 kV >= AT > 230 kV	798.376	219.673	1.018.049	1,42%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
LINHA VIVA	1 kV >= MT > 69 kV	2.356.549	1.071.183	3.427.732	4,77%
	69 kV >= AT > 230 kV	40.061	4.610	44.671	0,06%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
EQUIPAMENTOS INSTALADOS NAS REDES	MT	3.069.399	2.270.674	5.340.073	7,44%
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	Maior nível de tensão < 69 kV	723.917	323.961	1.047.878	1,46%
	Maior nível de tensão = 69 kV	996.457	3.150.920	4.147.376	5,78%
	Maior nível de tensão < 230 kV	465.268	2.892.615	3.357.884	4,68%
	Maior nível de tensão = 230 kV	0	0	0	0,00%
	Móvel	111.188	0	111.188	0,15%
ILUMINAÇÃO	BT <1 kV	0	0	0	0,00%
MEDIÇÃO	Todos	4.708.579	319.814	5.028.393	7,00%
TOTAL (R\$)		41.677.754	30.113.631	71.791.385	100%

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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.

Tabela 28: Resultados dos Custos Adicionais

Descrição	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
Processos e Atividades Comerciais	2.300.762	1.283.619	3.584.382
Processos e Atividades de O&M	666.316	405.754	1.072.070
Seguros	-	2.876.885	2.876.885
Tributos	-	1.284.324	1.284.324
Receita - Serviços taxados	(4.225.014)	-	(4.225.014)
Exame Periódico	-	539.700	539.700
Menor aprendiz	-	458.925	458.925
Engenharia e Supervisão de Obras	-	3.346.895	3.346.895
Manutenção de cabos submarinos	311.893	209.315	521.209
Publicações Legais	-	1.121.918	1.121.918
Consumo Próprio	-	7.907.645	7.907.645
Manutenção de equipamentos em oficinas	-	1.194.167	1.194.167
Laboratório de ensaios	-	942.837	942.837
Inspeção aérea	-	349.880	349.880
Ganhos de holding	(1.741.857)	(28.002)	(1.769.859)
Campanha de medidas e laudos de avaliação	-	304.584	304.584
Laudos periciais	-	2.362.578	2.362.578
Desmobilização de redes para instalação da rede Ampla	-	6.367.460	6.367.460
Lavagem de uniformes	-	1.855.894	1.855.894
TOTAIS	(2.687.900)	32.784.379	30.096.479

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. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	40.000.000	10	10	584.667	500.000	13.016.000
Teletendimento	7.000.000	10	10	102.317	87.500	2.277.800
Administrativo	17.968.484	10	10	262.639	224.606	5.846.945
Centrais	6.200.000	10	10	90.623	77.500	2.017.480
TOTAL						25.197.831,89

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	1.059.788
Total	1.313.186

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
OUVIDORIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
DIRETORIA COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
DIRETORIA TÉCNICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	7
GERÊNCIAS REGIONAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59	-	-	-	59
PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180	130	55	-	366
PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	36	50	52	2	2	1	1	1	-	25	-	-	16	186
QUANTIDADE TOTAL	36	50	52	2	2	1	1	1	-	297	130	55	16	643

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.8. RESULTADOS FINAIS – julho-08

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 julho-08

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	89.665.281,85	40.824.823,37	130.490.105,21
ESTRUTURA CENTRAL	61.623.821,53	10.383.518,85	72.007.340,38
ESTRUTURA REGIONAL	28.041.460,32	3.930.287,12	31.971.747,44
SISTEMAS	0,00	26.511.017,40	26.511.017,40
PROCESSOS DE O&M	45.518.315,17	27.718.429,53	73.236.744,71
PROCESSOS COMERCIAIS	94.303.719,04	52.613.025,43	146.916.744,47
TAREFAS COMERCIAIS	36.671.701,50	4.816.335,47	41.488.036,97
FATURAMENTO	22.407.854,96	35.492.873,06	57.900.728,02
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	29.318.815,36	4.890.985,32	34.209.800,69
TELEATENDIMENTO	5.905.347,21	7.412.831,58	13.318.178,79
CUSTOS ADICIONAIS	-2.687.899,91	32.784.379,30	30.096.479,40
ADMINISTRATIVO	-1.741.857,15	3.376.864,53	1.635.007,38
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	978.209,36	28.123.895,56	29.102.104,92
COMERCIAL	-1.924.252,11	1.283.619,21	-640.632,90
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	226.799.416,15	153.940.657,63	380.740.073,79

(Fls. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

IV.9. RESULTADOS FINAIS – março-09

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 março-09

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	92.574.495,92	41.892.087,70	134.466.583,61
ESTRUTURA CENTRAL	63.623.222,91	10.654.970,34	74.278.193,25
ESTRUTURA REGIONAL	28.951.273,00	4.033.034,79	32.984.307,79
SISTEMAS	0,00	27.204.082,57	27.204.082,57
PROCESSOS DE O&M	46.995.169,09	28.443.059,52	75.438.228,61
PROCESSOS COMERCIAIS	97.363.428,45	53.988.463,23	151.351.891,68
TAREFAS COMERCIAIS	37.861.524,68	4.942.246,68	42.803.771,35
FATURAMENTO	23.134.883,81	36.420.746,70	59.555.630,51
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	30.270.072,17	5.018.848,07	35.288.920,25
TELEATENDIMENTO	6.096.947,78	7.606.621,78	13.703.569,56
CUSTOS ADICIONAIS	-2.775.109,54	33.641.446,05	30.866.336,51
ADMINISTRATIVO	-1.798.372,17	3.465.144,33	1.666.772,16
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	1.009.947,62	28.859.125,45	29.869.073,07
COMERCIAL	-1.986.684,99	1.317.176,27	-669.508,72
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	234.157.983,92	157.965.056,49	392.123.040,41

V. CONCLUSÕES

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

71. Do exposto, os custos operacionais provisórios projetados para março-09, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da AMPLA equivalem ao valor de R\$ 392.123.040,41.

APÊNDICE I
DADOS DE ATIVOS FÍSICOS

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	QUANTIDADE
	RURAL	URBANO

Pontos de Iluminação

Quantidade de pontos de iluminação	0,00	0,00
------------------------------------	------	------

Medição

Quantidade de Medidores de Fronteira	18,00	78,00
Quantidade de Medidores de Consumidores		
Monofásicos	87.577,00	1.920.443,00
Bifásicos	29.332,00	389.325,00
Trifásicos	13.006,00	341.960,00

Redes

<i>Baixa Tensão - Rede Aérea Nua</i>		
Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	412,79	1.696,47
Trifásicas	185,87	1.573,40
Bifásicas	125,72	98,32
Monofásicas	101,19	24,75
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	985,74	4.843,54
Trifásicas	443,87	4.492,16
Bifásicas	300,22	280,70
Monofásicas	241,66	70,67
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	18.694,00	75.989,00
Madeira	11.446,00	20.536,00
Rede Monofásica	2.806,00	300,00
Rede Bi + Trifásica	8.640,00	20.236,00
Concreto	7.248,00	55.453,00
Rede Monofásica	1.777,00	809,00
Rede Bi + Trifásica	5.471,00	54.644,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	12.012,00	90.045,00
Madeira	7.651,00	20.201,00
Rede Monofásica	1.876,00	295,00
Rede Bi + Trifásica	5.775,00	19.906,00
Concreto	4.361,00	69.844,00
Rede Monofásica	1.069,00	1.019,00
Rede Bi + Trifásica	3.292,00	68.825,00
<i>Baixa Tensão - Rede Aérea Multiplexada</i>		
Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	278,98	2.034,77
Trifásicas	127,46	1.886,44
Bifásicas	113,76	140,72
Monofásicas	37,75	7,60
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	666,21	5.809,41
Trifásicas	304,38	5.385,94
Bifásicas	271,67	401,77
Monofásicas	90,15	21,70
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	12.635,00	91.136,00
Madeira	7.736,00	24.629,00

(Fls. 31 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Rede Monofásica	1.047,00	92,00
Rede Bi + Trifásica	6.689,00	24.537,00
Concreto	4.899,00	66.507,00
Rede Monofásica	663,00	248,00
Rede Bi + Trifásica	4.236,00	66.259,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	8.119,00	108.002,00
Madeira	5.171,00	24.230,00
Rede Monofásica	700,00	91,00
Rede Bi + Trifásica	4.471,00	24.139,00
Concreto	2.948,00	83.772,00
Rede Monofásica	399,00	313,00
Rede Bi + Trifásica	2.549,00	83.459,00
Baixa Tensão - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,28	11,63
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	7.194,90	11.167,89
Circuito Simples	7.194,90	11.167,89
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	103.765,00	403.947,00
Madeira	66.088,00	90.622,00
Concreto	37.677,00	313.325,00
<i>Circuito Simples</i>	37.677,00	313.325,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	7.105,82	1.450,59
Quantidade de Postes	86.594,00	26.968,00
Madeira	55.153,00	6.050,00
Concreto	31.441,00	20.918,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	2.178,03	1.041,64
Quantidade de Postes	30.586,00	21.082,00
Madeira	19.481,00	4.730,00
Concreto	11.105,00	16.352,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	52,94	21,68
Circuito Simples	52,94	21,68
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	645,00	403,00
Madeira	411,00	90,00
Concreto	234,00	313,00
<i>Circuito Simples</i>	234,00	313,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,81	0,18
Quantidade de Postes	11,00	4,00
Madeira	7,00	1,00
Concreto	4,00	3,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,11	0,08
Quantidade de Postes	3,00	1,00
Madeira	2,00	0,00
Concreto	1,00	1,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	198,37	594,83
Circuito Simples	198,37	594,83
Circuito Duplo	0,00	0,00

(Fls. 32 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Quantidade de Postes	2.418,00	11.058,00
Madeira	1.540,00	2.481,00
Concreto	878,00	8.577,00
<i>Circuito Simples</i>	878,00	8.577,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	4,51	39,00
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)	338,35	57,70
Circuito Simples	338,35	44,50
Circuito Duplo ou Maior	0,00	13,20
Quantidade de Postes	1.735,00	848,00
Madeira	1,00	0,00
Concreto	1.734,00	848,00
<i>Circuito Simples</i>	1.734,00	708,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	140,00
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)	50,15	0,00
Circuito Simples	50,15	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	754,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	754,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	754,00	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. 33 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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)	208,98	810,23
Circuito Simples	179,18	198,53
Circuito Duplo ou Maior	29,80	611,70
Quantidade de Postes	666,00	588,00
Madeira	0,00	74,00
Concreto	666,00	514,00
<i>Circuito Simples</i>	666,00	502,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	12,00
Quantidade de Estruturas de Aço	332,00	2.871,00
Circuito Simples	241,00	386,00
Circuito Duplo ou Maior	91,00	2.485,00
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)	191,30	674,91
Circuito Simples	15,00	90,10
Circuito Duplo ou Maior	176,30	584,81
Quantidade de Postes de Concreto	0,00	5,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	5,00
Quantidade de Estruturas de Aço	456,00	1.933,00
Circuito Simples	60,00	238,00
Circuito Duplo ou Maior	396,00	1.695,00
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	42.162,00	58.449,00
Monofásico	6.786,00	567,00
Bifásico	25.001,00	6.224,00
Trifásico	10.375,00	51.658,00
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	120.532,00	266.388,00
Fusível (Monofásica)	114.965,00	241.841,00
Fusível Religadora de 3 estágios	647,00	225,00
Faca (monofásica)	4.918,00	24.299,00
SF6	2,00	23,00

(Fls. 34 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Quantidade de Seccionalizadores	47,00	43,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	131.395,00	230.932,00
Quantidade de Religadores	110,00	289,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	30,00	50,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	273,00	2.156,00
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 Abridados	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	7,00	22,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	6,00	24,00
Quantidade de Transformadores	10,00	27,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	49,00	122,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	172,00	382,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	4,00	4,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	24,00	53,00
Quantidade de Alimentadores	20,00	47,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	9,00	21,00
Quantidade de TPs	29,00	32,00
Quantidade de TCs	42,00	21,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	4,00	20,00
Células Capacitivas	36,00	132,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 69 kV		
Quantidade de Subestações	32,00	17,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	213,00	117,00
Quantidade de Transformadores	67,00	29,00
69 - 34,5	5,00	2,00
69 - 15	62,00	27,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	354,00	126,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	58,00	54,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	1.663,00	399,00

(Fls. 35 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Quantidade de Disjuntores de 69 kV	71,00	16,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	9,00	7,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	215,00	47,00
Quantidade de Alimentadores	154,00	44,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	108,00	33,00
Quantidade de TPs	220,00	61,00
Quantidade de TCs	459,00	115,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	31,00	15,00
Células Capacitivas	450,00	138,00
Aberta com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV		
Quantidade de Subestações	33,00	4,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	216,00	54,00
Quantidade de Transformadores	72,00	14,00
138 - 69	20,00	7,00
138 - 34,5	3,00	0,00
138 - 15	45,00	4,00
69 - 34,5	0,00	2,00
69 - 15	2,00	0,00
34,5 - 15 kV	2,00	1,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	495,00	98,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	285,00	101,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	55,00	5,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	1.208,00	69,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	126,00	23,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	77,00	29,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	8,00	3,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	318,00	11,00
Quantidade de Alimentadores	208,00	9,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	6,00	6,00
Quantidade de TPs	247,00	36,00
Quantidade de TCs	1.003,00	165,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	21,00	2,00
Células Capacitivas	1.431,00	12,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 230 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 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. 36 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Subestações Telecomandadas	72,00	34,00
Subestações Móveis		
Quantidade de Subestações	1,00	
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	3,00	
Quantidade de Transformadores	1,00	
Quantidade de Chaves Seccionadoras	1,00	
Quantidade de Disjuntores	1,00	
Quantidade de TPs	3,00	
Quantidade de TCs	6,00	

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. 37 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	-	-	-	-	577	-	2.024.730	2.025.306
Monofásico	-	-	-	-	-	-	1.436.242	1.436.242
Bifásico	-	-	-	-	-	-	337.289	337.289
Trifásico	-	-	-	-	577	-	251.199	251.775
Industrial	-	14	11	4	903	-	3.815	4.748
Monofásico	-	-	-	-	-	-	243	243
Bifásico	-	-	-	-	-	-	285	285
Trifásico	-	14	11	4	903	-	3.287	4.220
Comercial	-	-	-	-	3.426	-	141.240	144.667
Monofásico	-	-	-	-	-	-	46.941	46.941
Bifásico	-	-	-	-	-	-	37.923	37.923
Trifásico	-	-	-	-	3.426	-	56.377	59.803
Rural	-	-	-	-	200	-	9.134	9.334
Monofásico	-	-	-	-	-	-	4.314	4.314
Bifásico	-	-	-	-	-	-	2.592	2.592
Trifásico	-	-	-	-	200	-	2.228	2.428
Poder Público	-	-	1	-	934	-	8.659	9.594
Monofásico	-	-	-	-	-	-	1.688	1.688
Bifásico	-	-	-	-	-	-	1.705	1.705
Trifásico	-	-	1	-	934	-	5.266	6.201
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	1.013	1.013
Serviço Público	-	-	1	-	167	-	776	944
Monofásico	-	-	-	-	-	-	46	46
Bifásico	-	-	-	-	-	-	33	33
Trifásico	-	-	1	-	167	-	696	865
Consumo Próprio	-	-	-	-	28	-	246	274
Total	-	14	13	4	6.236	-	2.189.613	2.195.880

(Fls. 39 do Anexo I – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO RURAL								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	1	-	80.902	80.903
Monofásico	-	-	-	-	-	-	66.059	66.059
Bifásico	-	-	-	-	-	-	10.102	10.102
Trifásico	-	-	-	-	1	-	4.741	4.742
Industrial	-	-	-	-	14	-	175	189
Monofásico	-	-	-	-	-	-	12	12
Bifásico	-	-	-	-	-	-	26	26
Trifásico	-	-	-	-	14	-	137	151
Comercial	-	-	-	-	9	-	4.403	4.412
Monofásico	-	-	-	-	-	-	2.241	2.241
Bifásico	-	-	-	-	-	-	881	881
Trifásico	-	-	-	-	9	-	1.281	1.290
Rural	-	-	-	-	21	-	42.668	42.689
Monofásico	-	-	-	-	-	-	18.524	18.524
Bifásico	-	-	-	-	-	-	17.893	17.893
Trifásico	-	-	-	-	21	-	6.251	6.272
Poder Público	-	-	-	-	7	-	1.653	1.660
Monofásico	-	-	-	-	-	-	731	731
Bifásico	-	-	-	-	-	-	417	417
Trifásico	-	-	-	-	7	-	505	512
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	63	63
Serviço Público	-	-	-	-	8	-	39	47
Monofásico	-	-	-	-	-	-	3	3
Bifásico	-	-	-	-	-	-	6	6
Trifásico	-	-	-	-	8	-	30	38
Consumo Próprio	-	-	-	-	-	-	39	39
Total	-	-	-	-	60	-	129.942	130.002

ANEXO II

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

(Fls. 1 do Anexo II – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	2.688.463.697,06	912.373.436,55	1.776.090.260,52		
Baixas ocorridas na Base Blindada - Valores Avaliados no 1º Ciclo	341.016.870,92	218.599.673,93	122.417.196,99		
Base Blindada excluindo baixas ocorridas - Valores Avaliados 1º Ciclo	2.347.446.826,14	693.773.762,62	1.653.673.063,53		
Valores da Atualização da Base Blindada excluindo baixas pelo IGPM	913.609.425,02	270.011.759,71	643.597.665,31		
Base Blindada atualizada	3.261.056.251,16	963.785.522,33	2.297.270.728,83		
Quota de depreciação da Base Blindada entre ciclos		668.661.837,13			
Base Blindada	3.261.056.251,16	1.632.447.359,46	1.628.608.891,70	3.223.959,11	1.625.384.932,59
Ajustes realizados na Base Blindada	97.285.173,75	54.992.275,72	42.292.898,03	0,00	42.292.898,03
Base Blindada Ajustada Final	3.163.771.077,41	1.577.455.083,74	1.586.315.993,67	3.223.959,11	1.583.092.034,56

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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	2.051.381.290,30	196.032.136,09	1.855.349.154,21	2.317.109,05	1.853.032.045,17
Valor dos ajustes realizados	286.705.636,84	31.053.206,19	255.652.430,65	-16.806,95	255.669.237,60
Base Incremental Ajustada Final	1.764.675.653,46	164.978.929,89	1.599.696.723,57	2.333.915,99	1.597.362.807,57
BASE TOTAL AJUSTADA (Ativo Imobilizado em Serviço)	4.928.446.730,87	1.742.434.013,64	3.186.012.717,24	5.557.875,10	3.180.454.842,14
Almoxarifado de operação					5.038.976,71
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					263.359.663,03
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO					2.922.134.155,82

(Fls. 3 do Anexo II – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

MOVIMENTAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO LAUDO APRESENTADO					
Descrição	Valor Original Contábil (VOC)	Valor da depreciação		Valor do Índice de aproveitamento Depreciado	
Adições ocorridas entre 01/10/2008 a 31/12/2008 - atualizadas até fev/09 - Valores Contábeis	199.115.525,23	318.536,49			
Baixas ocorridas entre 01/10/2008 a 31/12/2008 - atualizada até fev/09 - Valores Avaliados	16.005.550,95	4.450.112,13		0,00	
Valor da atualização do laudo ajustado para 28/02/2009	95.765.636,72	13.404.265,06		124.271,19	
Quota da depreciação do laudo ajustado no período de 01/10/2008 a 31/12/2008 - atualizada até fev/09		51.673.035,61			
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 28/02/2009	5.207.322.341,88	1.803.379.738,66	3.403.942.603,21	5.682.146,29	3.398.260.456,92
Exclusão das contas contábeis e atividades de adm. referentes a Emp. de Referência	261.265.676,22	162.871.452,84	98.394.223,38	161.139,63	98.233.083,75
Valor da atualização do laudo ajustado para 28/02/2009	4.946.056.665,66	1.640.508.285,83	3.305.548.379,83	5.521.006,66	3.300.027.373,17
Almoxarifado de operação					5.038.976,71
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					338.360.002,01
Valor da Base de Remuneração líquida					2.966.706.347,88

(Fls. 4 do Anexo II – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VALOR BRUTO)	
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)
Valor Final com exclusão de itens da Empresa de Referência (A)	4.946.056.665,66
Valor do Índice de Aproveitamento Integral (B)	5.521.006,66
Valor referente as contas contábeis que não são depreciadas (servidões e terrenos) (C)	68.453.769,63
Obrigações Especiais (D)	338.360.002,01
Valor novo de reposição de bens 100% depreciados (E)	181.706.659,21
Valor da Base de Remuneração Bruta (A - B - C - D - E)	4.352.015.228,15

OUTROS DADOS	
Descrição	Valor
Taxa de Depreciação Distribuição	4,43%
Quota de Reintegração Regulatoria - D	192.794.274,61
Taxa de Depreciação Geração	0,00%
Quota de Reintegração Regulatoria - G	0,00

ANEXO III

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X

Em 04 de março de 2009.

Processo nº 48500.004334/2006-06

Assunto: Metodologia e cálculo do Fator X da Ampla.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da Ampla 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 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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 340/2008-SRE/ANEEL, de 11 de novembro de 2008.

IV.2 – Custos Operacionais

17. 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.

18. 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.

(Fls. 4 do Anexo III – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

19. 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.

$$\begin{aligned}CO_t^{O\&M} &= \frac{Q_t}{Q_0} \cdot CO_{MS,0}^{O\&M} + \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_{P,0}^{O\&M} \\CO_t^C &= \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_0^C \\CO_t^A &= CO_0^A\end{aligned}\tag{4}$$

20. 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

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

IV.4. Depreciação

22. 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

23. 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

24. 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.

25. As projeções devem incluir os seguintes investimentos:

- 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.

(Fls. 5 do Anexo III – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

26. 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.

27. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente X_e , 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.

28. 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.

29. 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.

30. 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.

31. 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.

32. 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.

33. 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 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

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

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.

34. 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

35. 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

36. 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

37. 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

38. 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.

39. Diante das análises apresentadas, o componente *Xe* da Santa Cruz referente à segunda revisão tarifária periódica é de 0,00%. 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 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Fator X	0,00%
----------------	--------------

TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial	109,45	109,45	109,45	109,45	109,45
Industrial	109,45	109,45	109,45	109,45	109,45
Comercial	109,45	109,45	109,45	109,45	109,45
Rural	109,45	109,45	109,45	109,45	109,45
Demais	109,45	109,45	109,45	109,45	109,45

MERCADO (MWh)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial	3.669.322	3.792.929	3.933.023	4.085.265	4.246.825
Industrial	2.522.722	2.680.392	2.830.815	3.002.323	3.185.113
Comercial	1.851.496	1.927.971	2.011.141	2.095.529	2.181.628
Rural	241.924	248.611	255.463	262.513	269.773
Demais	1.461.607	1.520.040	1.583.199	1.646.759	1.708.853
Total	9.747.071	10.169.943	10.613.641	11.092.390	11.592.192

RECEITA (R\$)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial	401.603.563	415.132.223	430.465.369	447.128.101	464.810.679
Industrial	276.109.358	293.366.232	309.829.846	328.601.190	348.607.373
Comercial	202.644.355	211.014.472	220.117.312	229.353.570	238.776.991
Rural	26.478.336	27.210.169	27.960.196	28.731.782	29.526.373
Demais	159.971.400	166.366.843	173.279.505	180.236.139	187.032.181
Total da Receita	1.066.807.012	1.113.089.939	1.161.652.228	1.214.050.782	1.268.753.597

II. CUSTOS OPERACIONAIS

CONSUMIDORES	0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Número de Unidades Consumidoras	2.240.105	2.311.524	2.393.015	2.474.505	2.555.996	2.637.486

CUSTOS OPERACIONAIS		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Custos de O&M	Pessoal	68.271.008	70.677.835	73.084.663	75.491.490	77.898.318
	Material e Serviços	60.125.309	62.733.818	65.470.792	68.423.977	71.507.031
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	65.106.671	67.401.943	69.697.215	71.992.487	74.287.759
	Material e Serviços	50.286.791	52.059.603	53.832.415	55.605.226	57.378.038
Custos de Administração	Pessoal	100.780.305	100.780.305	100.780.305	100.780.305	100.780.305
	Material e Serviços	47.552.956	47.552.956	47.552.956	47.552.956	47.552.956
TOTAL		392.123.040	401.206.460	410.418.344	419.846.441	429.404.406

(Fls. 8 do Anexo III – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

III. INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Total
Total Considerado	330.334.928	330.334.928	330.334.928	330.334.928		1.651.674.642
Total Projetado						1.745.000.000

IV. FLUXO DE DESPESAS

BASE DE REMUNERAÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
1. Capital de Giro	53.340.351	53.340.351	55.654.497	58.082.611	60.702.539	63.437.680
2. AIS Bruto de Distribuição	4.850.781.589	5.181.116.518	5.511.451.446	5.841.786.375	6.172.121.303	6.502.456.232
3. Bens Totalmente Depreciados	181.706.659	181.706.659	181.706.659	181.706.659	181.706.659	181.706.659
4. Depreciação Acumulada	(1.638.342.009)	(1.845.182.028)	(2.066.655.885)	(2.302.763.579)	(2.553.505.111)	(2.818.880.479)
4.1. Depreciação no ano	0	(206.840.019)	(221.473.857)	(236.107.694)	(250.741.531)	(265.375.369)
5. Saldo Bruto das Obrigações Especiais	(338.360.002)	(338.360.002)	(338.360.002)	(338.360.002)	(338.360.002)	(338.360.002)
5.1. Amortização no ano	0	14.989.348	14.989.348	14.989.348	14.989.348	14.989.348
5.2. Amortização acumulada	0	14.989.348	29.978.696	44.968.044	59.957.392	74.946.740
5.3. Saldo líquido das obrigações especiais	(338.360.002)	(323.370.654)	(308.381.306)	(293.391.958)	(278.402.610)	(263.413.262)
6. Terrenos e Servidões	68.453.770	68.453.770	68.453.770	68.453.770	68.453.770	68.453.770
7. Almoxarifado e Ativo Diferido	5.038.977	5.038.977	5.038.977	5.038.977	5.038.977	5.038.977
8. Base de Remuneração Líquida	3.000.912.675	3.139.396.932	3.265.561.499	3.377.206.196	3.474.408.868	3.557.092.917
9. AIS Bruto de Distribuição - RGR/PLPT	21.300.300	21.300.300	21.300.300	21.300.300	21.300.300	21.300.300
9.1. Depreciação acumulada	(2.166.277)	(3.109.880)	(4.053.483)	(4.997.087)	(5.940.690)	(6.884.293)
9.2. Depreciação no ano	0	(943.603)	(943.603)	(943.603)	(943.603)	(943.603)
10. Base de Remuneração Líquida - RGR/PL	19.134.023	18.190.420	17.246.817	16.303.213	15.359.610	14.416.007
11. Base de Remuneração Líquida Total	3.020.046.698	3.157.587.352	3.282.808.315	3.393.509.409	3.489.768.478	3.571.508.924

FLUXO DE DESPESAS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	0-jan-1900
1. Custos Operacionais	392.123.040	401.206.460	410.418.344	419.846.441	429.404.406
2. Receitas Irrecuperáveis	36.235.032	37.807.072	39.456.533	41.236.296	43.094.325
3. Quota de Reintegração Regulatória	192.794.275	207.428.112	222.061.949	236.695.787	251.329.622
4. Remuneração Bruta do Capital	452.410.320	473.287.871	492.308.135	509.139.419	523.793.456
5. Remuneração do Capital - RGR/PLPT	1.285.806	1.222.396	1.158.986	1.095.576	1.032.166
Total da Parcela B	1.074.848.474	1.120.951.911	1.165.403.948	1.208.013.518	1.248.653.974

VPL do Fluxo de Receita 4.385.280.655

VPL do Fluxo de Despesa 4.385.280.655

Diferença 0,00

Fator X 0,00%

ANEXO IV

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

PERDAS TÉCNICAS

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

Em 2 de março de 2009.

Processo nº 48500.004334/2006-06
Assunto: Análise das contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 003/2009, referentes ao cálculo de perdas técnicas da Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA.

I. DO OBJETIVO

Analisar as contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 003/2009, referentes ao cálculo de perdas técnicas na rede de distribuição da Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA, no período de julho de 2007 a junho de 2008, para subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora.

II. DOS FATOS

2. Em 17 de outubro de 2008, a SRD publicou a Nota Técnica nº 0207/2008-SRD/ANEEL, com o cálculo das perdas técnicas na distribuição da Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA.
3. Em seguida, foi realizada na cidade de Niterói-RJ, no dia 19 de fevereiro de 2009, a Audiência Pública nº 003/2009, com o intuito de obter subsídios e informações adicionais para o processo de Revisão Tarifária Periódica da AMPLA.
4. Esta Nota Técnica tem por objetivo analisar as contribuições referentes ao cálculo de perdas técnicas, apresentadas na referida audiência pública, para o processo de Revisão Tarifária Periódica da Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA.

III. DA ANÁLISE

III.1 – Análise das contribuições da Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA

5. A AMPLA apresentou, por meio do documento “Relatório de Contribuição – Audiência Pública 003/2009 – Segunda Revisão Tarifária da AMPLA” e de seu Anexo VIII – “Considerações sobre o cálculo de perdas técnicas da Ampla Energia e Serviços S/A”, suas contribuições sobre o cálculo de perdas da empresa.

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

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0023/2009-SRD/ANEEL, de 02/03/2009

6. A concessionária afirma que os valores de perdas apurados pela metodologia da ANEEL divergem muito das perdas calculadas por ela, para o segmento de rede de baixa tensão. A AMPLA critica o fato das perdas na baixa tensão calculadas pela ANEEL serem inferiores às perdas calculadas para os segmentos A2, A3, A3a e A4, afirmando que os circuitos de baixa tensão possuem resistências bastante superiores, além de índices de desequilíbrio e assimetria potencialmente maiores que os demais níveis.

7. A AMPLA afirma que para o segmento de baixa tensão, ao contrário do que ocorre com os outros segmentos do sistema, o modelo regulatório da ANEEL apresenta características excessivamente idealizadas e incompatíveis com a realidade. Deste modo, a distribuidora solicita que a ANEEL considere os valores calculados pela empresa para definição do valor regulatório de perdas técnicas da AMPLA.

8. A Tabela 1 a seguir mostra os valores de perdas calculados pela ANEEL e pela AMPLA, para o segmento de rede de baixa tensão.

Metodologia	Energia Circulante	Perdas		
		Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
ANEEL	6.106.928,20	59.601,72	0,976%	0,522%
AMPLA		228.631,99	3,744%	2,001%

Tabela 1 – Comparação entre as perdas calculadas pela ANEEL e AMPLA na baixa tensão.

9. A afirmação da AMPLA de que é improvável que as perdas no segmento de baixa tensão sejam inferiores às perdas nos demais níveis não encontra respaldo. As perdas em um segmento de rede dependem de vários fatores, como extensão das redes, carregamento dos circuitos, nível de tensão, curva de carga, tipologia das redes, entre outros; e não somente de resistência dos circuitos e fatores de assimetria e desequilíbrio. Assim, não se pode concluir nada a respeito das perdas de energia em um segmento de rede observando-se apenas o seu nível de tensão.

10. A metodologia definida pela ANEEL visa diminuir a assimetria de informações da distribuidora para o regulador, principalmente em um contexto onde as perdas não-técnicas estão sendo combatidas pelas empresas, com a definição de uma trajetória de redução pela ANEEL. O pleito da AMPLA, solicitando que a ANEEL adote os valores de perdas calculados pela empresa já foi negado a outras distribuidoras, uma vez que a ANEEL está adotando o mesmo critério de apuração das perdas para todas as concessionárias no 2º ciclo de revisão tarifária. Deste modo, a ANEEL busca reduzir a assimetria de informações, ser isonômica no tratamento regulatório entre os agentes e possibilitar a comparação entre empresas.

11. A AMPLA questiona a metodologia adotada pela ANEEL, afirmando que a mesma adota premissas muito eficientes, e até mesmo inatingíveis. Entretanto, algumas empresas já operam com valores de perdas inferiores aos calculados pela metodologia da ANEEL, o que mostra que o argumento da concessionária não é pertinente. É dever da agência estimular as boas práticas de engenharia e a redução do

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0023/2009-SRD/ANEEL, de 02/03/2009

desperdício de energia, tanto no âmbito das perdas técnicas quanto das perdas não-técnicas, visto que uma eventual má gestão por parte da concessionária vai onerar indevidamente os seus consumidores.

12. Outrossim, a metodologia de apuração das perdas na distribuição das concessionárias para o segundo ciclo de revisão tarifária foi recentemente discutida e aprovada no âmbito da Audiência Pública nº 14/2008, que aprovou os Procedimentos de Distribuição – PRODIST, por meio da Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008. Assim, não cabe discussão neste momento sobre a validade da metodologia de apuração das perdas na distribuição da ANEEL.

13. A Tabela 2 a seguir mostra um quadro comparativo das perdas no segmento de baixa tensão da AMPLA e mais 6 distribuidoras de porte médio/grande. Os percentuais de perdas estão relacionados à energia injetada no nível de baixa tensão (BT), de forma a permitir uma comparação entre as empresas. São colocados também alguns dados das redes diretamente relacionados às perdas técnicas.

Distribuidora	Percentual de Perdas no Segmento BT (%)	Comprimento Médio das Redes (m)	Resistência Média das Redes (ohms/km)	Corrente Média dos Circuitos (A)	Energia Circulante Anual no Segmento BT (MWh)	Nº de Redes BT	Perda Média Anual por Rede BT (MWh)	Energia Circulante Média Anual por Circuito BT (MWh)
COPEL	0,823%	314	1,111	22,14	9.671.180,59	130.886	0,6079	73,89
ELEKTRO	0,870%	418	0,825	32,16	5.552.242,56	51.715	0,9344	107,36
AMPLA	0,976%	248	0,804	28,82	6.106.928,20	63.488	0,9388	96,19
CEMIG	1,258%	328	0,984	20,86	13.921.340,30	199.883	0,8761	69,65
CEEE	1,539%	625	0,904	18,36	4.684.924,47	44.258	1,6287	105,85
CEB	2,866%	479	0,893	37,08	2.460.609,93	11.511	6,1700	213,76
LIGHT	3,019%	399	0,783	84,59	15.913.114,14	56.356	8,5259	282,37

Tabela 2 – Comparação entre os dados das redes de baixa tensão de 7 distribuidoras.

14. Dos dados apresentados na tabela acima, podemos perceber que as perdas calculadas para a AMPLA estão na média das calculadas para outras empresas. Dentre as sete empresas comparadas, a AMPLA tem a terceira menor perda percentual, o menor comprimento médio dos circuitos, a segunda menor resistência média das redes e a quarta menor corrente média. O patamar de perdas de 5 empresas situa-se entre 0,8% e 1,6%, destoando destas apenas CEB e LIGHT, cujas redes são muito longas e carregadas.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

15. 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”.

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

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0023/2009-SRD/ANEEL, de 02/03/2009

16. 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)

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

“Art. 4.º À ANEEL compete:

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; (grifo nosso)

18. 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.

19. O Módulo 7 dos Procedimentos 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

20. Concluímos pela não aceitação das contribuições apresentadas pela AMPLA para o cálculo das perdas técnicas na Audiência Pública nº 003/2009, e pela manutenção dos valores de perdas na distribuição apurados para a concessionária, e publicados na Nota Técnica nº 0207/2008-SRD/ANEEL, em 17 de outubro de 2008. As tabelas 3 e 4 a seguir mostram os valores de perdas na distribuição da AMPLA.

Descrição	Montantes	% Sobre Energia Injetada
Energia Total Injetada	11.427.175	100,000%
Energia Total Mercado	9.084.009	79,495%
Perdas Totais	2.343.166	20,505%
Perdas Técnicas	806.783	7,060%
Perdas não-Técnicas	1.536.383	13,445%

Tabela 3 - Montantes de perdas anuais da AMPLA.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0023/2009-SRD/ANEEL, de 02/03/2009

	Energia injetada	Perdas		
		Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
Rede A2	11.066.389,52	145.418,80	1,314%	1,273%
Rede A3	5.440.012,10	88.049,66	1,619%	0,771%
Rede A3a	738.914	56.913,04	7,702%	0,498%
Rede A4	9.255.810,61	119.329,56	1,289%	1,044%
Rede B	6.106.928,20	59.601,72	0,976%	0,522%
Trafos A2/A3	5.214.252,71	17.530,82	0,336%	0,153%
Trafos A2/A3a	312.263,37	1.587,49	0,508%	0,014%
Trafos A2/A4	4.427.802,42	21.283,82	0,481%	0,186%
Trafos A3/A3a	394.791,45	2.652,70	0,672%	0,023%
Trafos A3/A4	4.141.334,25	21.425,75	0,517%	0,187%
Trafos A3a/A4	652.438,54	4.450,10	0,682%	0,039%
Trafos A4/B	6.888.367,35	211.638,84	3,072%	1,852%
Ramais	5.026.147,83	18.746,17	0,373%	0,164%
Medidores	5.026.147,83	38.154,18	0,759%	0,334%
TOTAL				7,060%

Tabela 4 - Perdas técnicas da AMPLA por segmento de rede e transformação.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

21. Que a SRE, face às informações fornecidas pela distribuidora e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, mantenha os valores de perdas apurados na Nota Técnica nº 0207/2008-SRD/ANEEL, como o valor limite de perda técnica no processo de revisão tarifária da AMPLA.

DAVI VIDAL RÔLA
Especialista em Regulação - SRD

De acordo:

JACONIAS DE AGUIAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD

ANEXO V

Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 04 de março de 2009.

CÁLCULO DAS TARIFAS DE SUPRIMENTO

Processo nº 48500.004322/2006-19
Assunto: Cálculo das tarifas de suprimento entre AMPLA e ENF.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar as tarifas de suprimento que serão aplicadas pela AMPLA à Energisa Nova Friburgo - ENF a partir do próximo reajuste da última, em 18 de junho de 2009, de acordo com as determinações da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, e da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005, alteradas pela Resolução Normativa nº 243, de 19 de dezembro de 2006.

II. CÁLCULO 2009

Tarifa de Energia Elétrica – TE

2. A Tarifa de Energia – TE da AMPLA para a ENF, foi calculada de acordo com o art. 6º da Resolução Aneel nº 166/2005, alterada pela Resolução Normativa no 243/2006, tendo como base os valores constantes neste processo de revisão tarifária da concessionária supridora.

3. No quadro abaixo se encontra o resumo da formação da Tarifa de Energia – TE da AMPLA para a ENF.

AMPLA - TE 2008, de acordo com o art. 6º da Res 166/05		
COMPONENTE	R\$	Tarifa Aberta
(1) ENERGIA COMPRADA TOTAL (R\$)	1.046.556.339,52	
(2) ENERGIA REQUERIDA (MWh)	10.914.084	
(3) PROINFA (MWh)	203.780	
(4) = (2) - (3) ENERGIA REQUERIDA s/ Proinfa (MWh)	10.710.304	
(5) = (1)/(4) MIX ENERGIA COMPRADA (R\$)		97,71
Mercado de Referência (CAT + SUPR)	9.555.954	
(6) GERAÇÃO PRÓPRIA		-
(7) TRANSPORTE DE ITAIPU	15.908.632,48	1,66
(8) CUST ITAIPU	13.722.897,20	1,44
(9) REDE BÁSICA - CI		-
(10) ESS	44.185.409,60	4,62
PERDAS NA RB CATIVO (MWh)	192.895	
(11) PERDAS NA RB	18.848.714,48	1,97
(12) P&D	10.264.248,08	1,07
(13) = Σ (5:12) TARIFA DE ENERGIA - ANEXO II (R\$/MWh)		108,49
Financeiros a serem aplicados à tarifa	-0,10%	
(14) TARIFA DE ENERGIA - ANEXO I (R\$/MWh)		108,37
Pis/Cofins a ser acrescentado na fatura	0,1008%	
(15) ANEXO I com PIS/COFINS (IRT)		108,48

(Fls. 2 do Anexo V – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tarifa De Uso - TUSD

4. A TUSD da AMPLA para as concessionárias supridas foi calculada com base nas informações constantes no presente processo de revisão tarifária da concessionária supridora estando de acordo com o art. 23 da Resolução Normativa no 166/2005 e art. 18 da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005, ambos os artigos alterados pela Resolução Normativa no 243/2006.

5. Desta maneira, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, compreende os custos do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros, denominada TUSD - Fio A, os custos dos componentes RGR e P&D, integrantes da TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição, e a TUSD – Perdas Técnicas da supridora AMPLA, nos níveis de tensão A2 e A3, conforme mostrado nos quadros a seguir:

A3: 69kV AMPLA										Tarifas Res.	Tarifas IRT
TUSD FIO A					TUSD Encargos			Perdas	TOTAL	Anexo I	Anexo I com Pis/Cofins
	TUST RB	TUST FR	CONEXÃO	CUSD	Perdas RB / Perdas na D	RGR	P&D	Perdas Técnicas			
DP (R\$/kW)	5,128	0,653	0,390	2,934	0,112	1,120	0,327	1,635	12,299	12,286	12,430
DFP (R\$/kW)	-	-	0,390	2,934	0,112	0,307	0,090	0,448	4,280	4,276	4,320
PIS/COFINS %	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	9,250%	9,250%	0,000%			
PIS/COFINS (R\$)	-	-	-	-	-	0,145	0,042	-	0,188		
Alíquota Média PIS/COFINS na TUSD (%)									1,121%		

A2: 88 - 138kV AMPLA										Tarifas Res.	Tarifas IRT
TUSD FIO A					TUSD Encargos			Perdas	TOTAL	Anexo I	Anexo I com Pis/Cofins
	TUST RB	TUST FR	CONEXÃO	CUSD	Perdas RB / Perdas na D	RGR	P&D	Perdas Técnicas			
DP (R\$/kW)	5,128	0,653	0,390	2,934	0,112	0,534	0,156	0,779	10,686	10,675	10,740
DFP (R\$/kW)	-	-	0,390	2,934	0,112	0,123	0,036	0,179	3,773	3,769	3,790
PIS/COFINS %	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	9,250%	9,250%	0,000%			
PIS/COFINS (R\$)	-	-	-	-	-	0,067	0,020	-	0,087		
Alíquota Média PIS/COFINS na TUSD (%)									0,595%		

6. Estão sendo considerados como componentes financeiros deste reajuste tarifário os seguintes itens da revisão tarifária da distribuidora supridora ocorrida em março de 2009:

P.A. Fronteira - FURNAS	-R\$ 12.761.065,26	-0,47%
Concatenação dos CUSDs	R\$ 4.674.423,23	0,17%
Repasse da sobrecontratação de energia (2005 a 2008) - PROVISÓRIO	R\$ 91.781.347,95	3,35%
Adiantamento da exposição curto prazo jan-fev/08	-R\$ 88.888.808,03	-3,24%
Exposição CCEAR entre Submercados (2008)	-R\$ 3.850.688,74	-0,14%
PIS/COFINS e P&D sobre financeiro	R\$ 11.086.594,09	0,40%
Garantia Financeira	R\$ 558.517,52	0,02%
Recálculo da exposição CCEAR entre submercados (2006)	-R\$ 5.443.954,20	-0,20%
TOTAL VALORES FINANCEIROS	-R\$ 2.843.633,45	-0,10%

7. As tarifas de uso e energia a serem aplicadas à suprida estão discriminadas no quadro a seguir. No quadro Anexo I encontram-se as tarifas que deverão ser aplicadas a partir do próximo reajuste da ENF, em 18 de junho de 2009, bem como as alíquotas de PIS/COFINS que deverão ser aplicadas a estas tarifas. Nos demais quadros são apresentadas as tarifas econômicas com e sem o desconto de 100% na TUSD "fio B" conferido pela REN 243/2006.

(Fls. 3 do Anexo V – Nota Técnica nº 072/2009-SRE/ANEEL, de 04/03/2009).

Tarifas p/ NT e Resolução (SEM Pis/Cofins)			
Supridora - Suprida - Anexo I			
TUSD (R\$/kW) - AMPLA			
Nível de Tensão	DP	DFP	PIS/COFINS
A3: 69kV	12,29	4,28	1,12%
A2: 88 - 138kV	10,68	3,77	0,59%
TE (R\$/MWh)		108,37	0,10%
Supridora - Suprida - Anexo II			
TUSD (R\$/kW) - AMPLA			
Nível de Tensão	DP	DFP	
A3: 69kV	12,3	4,28	
A2: 88 - 138kV	10,69	3,77	
TE (R\$/MWh)		108,49	
Supridora - Suprida - Anexo II (sem desconto no fio B)			
TUSD (R\$/kW) - AMPLA			
Nível de Tensão	DP	DFP	
A3: 69kV	33,43	10,07	
A2: 88 - 138kV	20,76	6,09	
TE (R\$/MWh)		108,49	