

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA - SRE**

**Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL**  
Brasília, 19 de agosto de 2009

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

.....

Companhia Energética de Alagoas - CEAL  
CICLO 2009 - 2013

**RESULTADOS**

# Índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. ANTECEDENTES .....	1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	5
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS .....	5
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS .....	5
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário .....	7
III.2.2 – O Fator X .....	8
III.2.3 – A Qualidade do Serviço .....	9
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia.....	10
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas .....	10
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CEAL .....	11
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A.....	12
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	12
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO .....	17
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA .....	21
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais.....	21
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia.....	25
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA) .....	26
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B.....	26
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS .....	27
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico.....	27
IV.2.1.2 – Custos por Área.....	29
IV.2.1.3 – Resultados Finais .....	30
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL.....	30
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital.....	31
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).....	33
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA .....	37
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração .....	37
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital.....	39
IV.2.4 – DEPRECIÇÃO.....	40
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB).....	40
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO .....	41
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA.....	41
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA.....	41
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS.....	42
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO.....	42
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X .....	42
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA .....	46
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA .....	50
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL .....	53
VIII. CONCLUSÕES.....	54
IX. ANEXOS.....	55

Em 19 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004343/2006-99.  
Assunto: Segunda revisão tarifária periódica  
Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

## I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a metodologia utilizada e os resultados da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da CEAL. 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 CEAL 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 CEAL encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de agosto/2009 a julho/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

## II. ANTECEDENTES

6. Em 12 de fevereiro de 2001, foi assinado o Contrato de Concessão nº 007/2001-ANEEL, para distribuição de energia elétrica celebrado entre a União e a Companhia Energética de Alagoas – CEAL, 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.

7. Em 15 de julho de 2005, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 007/2001-ANEEL, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos

---

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

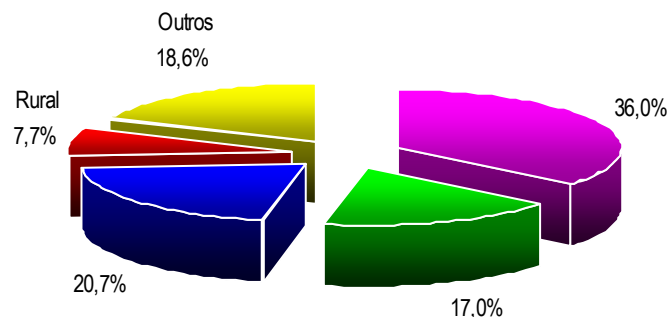


Figura 1 – Área de concessão da CEAL

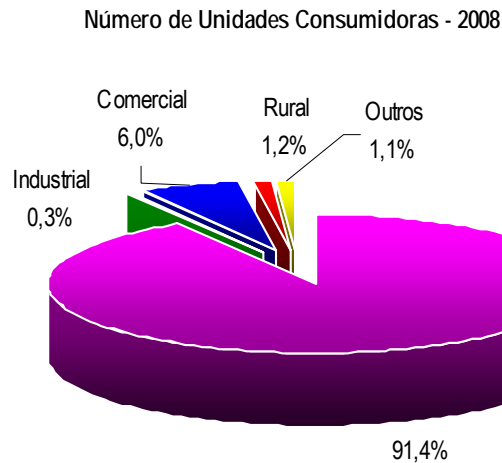
8. A CEAL atende a uma população de aproximadamente 3.037.103 habitantes, distribuídos em uma área de 27.767 km<sup>2</sup> e, no ano de 2008, forneceu 2.245.894 MWh a 804.964 unidades consumidoras.

Figura 2: Consumo e Unidades Consumidoras

Consumo de Energia Elétrica (MWh) - 2008



(Fls. 3 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).



9. 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.

10. 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.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**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	

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

12. A primeira revisão tarifária da CEAL ocorreu na data de 28 de agosto de 2005. O resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2005 foi estabelecido na Resolução Homologatória nº 191, de 22 de agosto de 2005. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 28 de agosto de 2005, foram reposicionadas em 7,21%, sendo 5,38% de aplicação imediata e a diferença convertida em acréscimos de parcelas, de R\$ 10.773.005,39, nos respectivos reajustes tarifários anuais de 2006 a 2008. O valor definitivo do componente Xe foi estabelecido em 0,9660%.

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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da CEAL (%)**

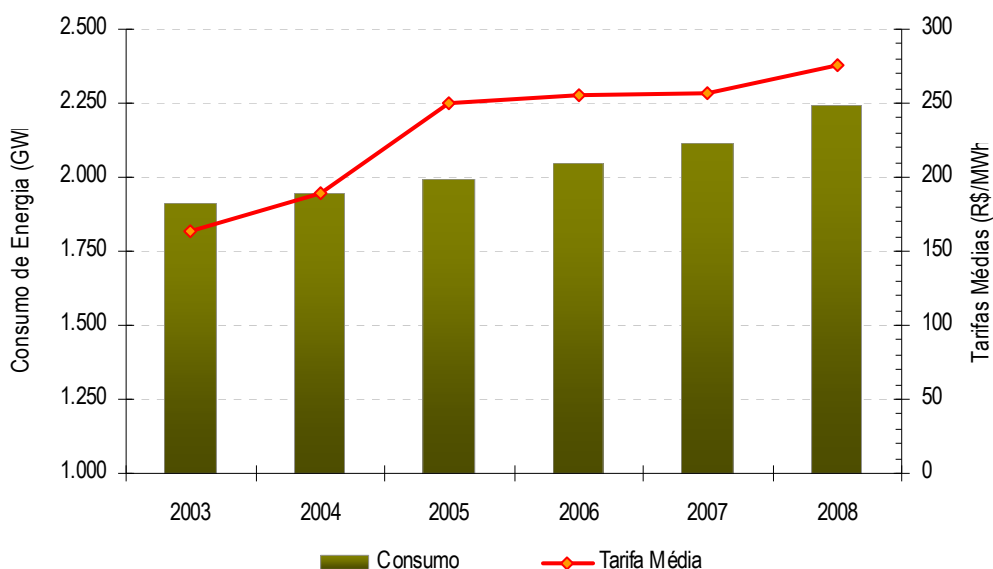
Ano	2004	2005	2006	2007	2008
Índice de Reajuste Tarifário*	15,12%	5,38%	7,44%	4,51%	11,63%
Acumulado**	-	21,31%	30,34%	36,22%	52,06%
Efeito percebido pelo consumidor***	15,72%	6,65%	6,07%	5,34%	13,65%

\* 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 CEAL**



### III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

#### III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

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

#### III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

15. 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

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa.

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

17. 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.

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



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

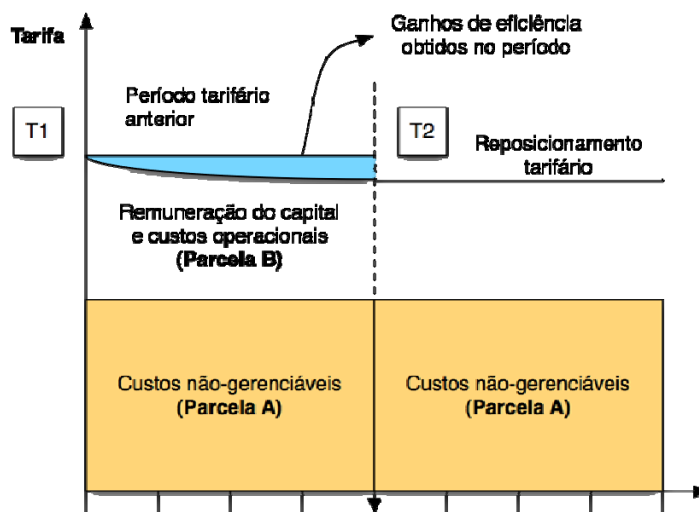


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

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

### III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

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

21. 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.

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

23. 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

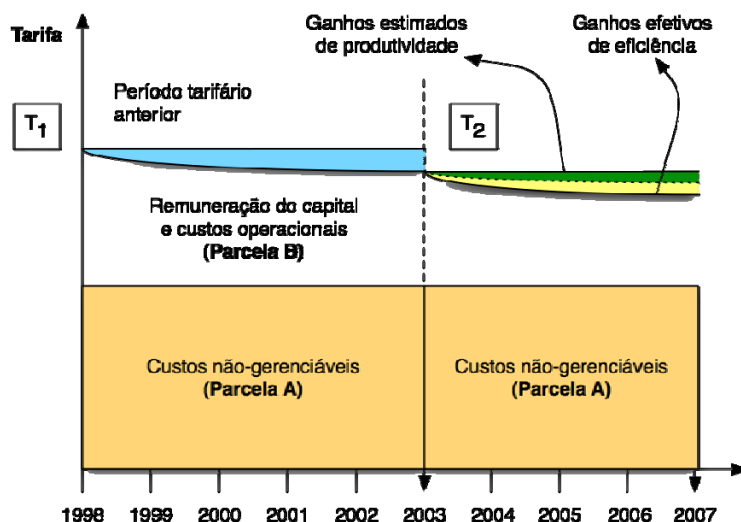
(Fls. 8 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

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

### III.2.2 – O Fator X

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



(Fls. 9 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

26. 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.

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

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

### III.2.3 – A Qualidade do Serviço

29. 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.

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

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

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

31. 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.

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

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

### III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

34. 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. 11 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

35. 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.

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

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

37. 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 CEAL

38. 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 subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária CEAL esse período anual, denominado ano-teste, compreende os 12 meses de agosto/2009 a julho/2010.

39. 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:

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

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

- 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).

41. 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.

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

#### IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

43. 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.

44. 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

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

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

46. 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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

faturados). As perdas técnicas de energia são calculadas pela ANEEL em cada processo de revisão tarifária e a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

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

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

47. A análise da evolução das perdas nas redes de distribuição da CEAL mostra os elevados níveis de perdas da empresa. A Figura 1 apresenta os percentuais de perdas totais na rede de distribuição da CEAL, nos últimos anos, com base na energia injetada.

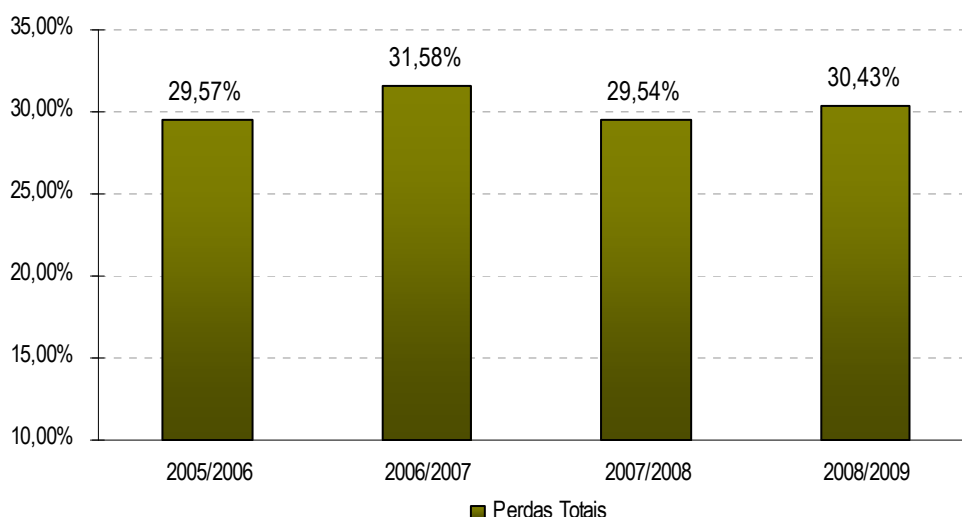


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da CEAL

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

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



(Fls. 14 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Retroatividade de Trajetória Regulatória de Perdas Não Técnicas da primeira revisão tarifária da CEAL

50. Foi considerada pela ANEEL, na 1ª Revisão Tarifária Periódica da CEAL, uma trajetória decrescente de perdas não técnicas, documentada no Voto do Diretor Relator daquele reposicionamento. Há, também, registro de sustentação oral realizada durante a Reunião Pública de Diretoria, em 22/08/2005, por representante da Eletrobrás, com menção reiterada ao aporte técnico e financeiro a ser prestado por aquela controladora em relação à CEAL para cumprimento do Plano de Redução de Perdas, no período 2005-2009.

51. Apesar disso, nos reajustes de 2006 a 2008, bem como na proposta apresentada na AP 021/2009 da CEAL, não foi considerada a trajetória decrescente regulatória de perdas não técnicas aprovada no primeiro ciclo revisional. Nas Tabelas a seguir são apresentados, respectivamente, os valores originais (aprovados em 22/08/2009) e os que foram efetivamente aplicados em termos de trajetória de perdas regulatórias.

Trajetória Original do 1º ciclo (sobre mercado de venda)		
	2005	2008
Perdas Técnicas	14,69%	14,69%
Perdas Não Técnicas	18,87%	13,20%
Perdas na Distribuição	33,56%	27,89%

Perdas regulatórias aplicadas no 1º ciclo (sobre o mercado de venda)				
Ano	2005	2006	2007	2008
Perdas Técnicas	14,69%	14,69%	14,69%	12,61%
Perdas Não Técnicas	18,87%	18,87%	18,87%	20,95%
Perdas na Distribuição	33,56%	33,56%	33,56%	33,56%

52. Em junho de 2009, a SEFID/TCU protocolou Ofício na ANEEL solicitando informações sobre os processos tarifários de 2006 a 2008 da CEAL e de outras concessionárias, destacando a evidência de não aplicação da trajetória decrescente de perdas comerciais / não técnicas desde o reajuste anual de 2006.

53. Em 13 de julho de 2009, ao responder o Ofício da SEFID/TCU, a ANEEL informou que as análises pormenorizadas seriam efetuadas no âmbito do processo revisional de cada concessionária, o que foi feito, no caso da CEAL, com a emissão da Nota Técnica nº 276/2009-SRE/ANEEL, de 06/08/2009, (encaminhada à CEAL por Ofício e mensagem eletrônica naquela data).

54. Em suas conclusões, a SRE recomendou aplicar-se, retroativamente, aos reajustes de 2006 a 2008, a trajetória decrescente de perdas aprovada pela Diretoria da ANEEL, em 22/08/2005. Tal fato implicará: (i) a apuração de componente financeiro relativo ao impacto que acarretará nos balanços de energia e apuração de sobras; e (ii) ajustes em componentes financeiros naquele período (CVA de energia e repasses de sobrecontratações de energia).

55. Em 11 de agosto de 2009, foram apresentados aos representantes da CEAL os resultados então previstos para homologação de sua revisão tarifária e os impactos da aplicação retroativa da trajetória decrescente de perdas não técnicas do primeiro ciclo.



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

56. A diferença entre a receita auferida pela CEAL nos reajustes de 2006 a 2008 e aquela que teria sido obtida caso fosse praticada a trajetória decrescente de perdas, aprovada em 22/08/2005, representa componente financeiro a ser considerado no presente processo de revisão. A atualização das diferenças mensais dessas receitas pelo IGP-M produz um componente financeiro de -R\$ 21.922.066,60, a valores de agosto de 2009. A Nota Técnica nº 276/2009-SRE/ANEEL apresentou o montante de -R\$ 18.465.230,21, em função de erro material constante da planilha de cálculo esse valor precisou ser recalculado, chegando-se aos – R\$ 21.922.066,60.

57. Além do impacto sobre o reajuste tarifário econômico, a alteração dos percentuais de perdas regulatórias nos reajustes tarifários de 2006 a 2008 impactou sobre o cálculo da Sobrecontratação de Energia e da CVA de Energia do período de 2006 a 2008, uma vez que nestes o percentual de perdas é utilizado para a definição do fator k da CVA e da tarifa média de cobertura para a compra de energia. Assim, foram considerados no componente financeiro Sobrecontratação de Energia o valor de R\$ (2.094,21), referente ao recálculo das perdas regulatórias do primeiro ciclo, e R\$ (184.850,27) na CVA saldo a compensar de 2008.

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

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

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

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

#### Perdas Regulatórias para o segundo ciclo da CEAL

62. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, por meio da Nota Técnica nº 049/2009-SRD/ANEEL, encaminhada pelo Memorando nº 194/2009-SRD/ANEEL, definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em 8,42% da energia injetada, relativo ao período de janeiro a dezembro de 2008.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

63. Com relação às perdas não técnicas, foi submetida à AP 021/2009 proposta de trajetória de redução, sobre o mercado de baixa tensão, partindo-se de 38,78% e chegando-se a 25,85% ao final do último ano do 2º ciclo revisional. Na definição da meta proposta, adotou-se como referencial para o ponto de partida o total de perdas regulatórias estabelecidas para o 1º ano do 1º ciclo tarifário da CEAL. Além disso, levou-se em consideração a análise comparativa realizada em conformidade com a metodologia descrita na Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, no histórico de perdas e no plano de combate às perdas apresentado pela concessionária.

64. No âmbito da AP 021/2009, a CEAL solicitou alteração da empresa utilizada como base de comparação (benchmark) para a complexidade sócio-econômica de sua área de concessão, o que alteraria o ponto de chegada da trajetória de perdas não técnicas. Para tanto, apresentou vários indicadores (tais como taxa de analfabetismo, saneamento básico, longevidade, mortalidade infantil, participação no PIB nacional, proporção de domicílios com renda per capita inferior a linha de pobreza) pelos quais o Estado de Alagoas seria mais complexo que o Ceará e comparável ao Maranhão. Portanto, pleiteou que a CEMAR fosse utilizada como *benchmark* no lugar da COELCE.

65. De acordo com a metodologia, detalhada pela Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, de cálculo das perdas não técnicas do 2º ciclo tarifário, uma das variáveis mais sensíveis para se determinar a complexidade sócio-econômica, o “percentual de domicílios em condições subnormais”, resultou em valor substancialmente maior para a COELCE (5,3% contra 1,6% da CEAL). Quanto às demais variáveis, registrou-se grande diferença na variável “Violência”, medida pela estatística “Óbitos por agressão”, de 2,09% para a COELCE e 4,03% para a CEAL. Entretanto, as perdas não técnicas são relativamente menos sensíveis à variável “Violência”, segundo a regressão econométrica que determina o índice de complexidade sócio-econômica; por isso, a região atendida pela COELCE foi identificada como mais complexa do que a atendida pela CEAL.

66. O reconhecimento retroativo da trajetória de perdas não técnicas aprovada para o 1º ciclo revisional, de 18,87% para 13,20% sobre o mercado de venda, tem rebatimento na trajetória de perdas a ser estabelecida para o 2º ciclo, uma vez que fica alterado o referencial para o ponto de partida. Dessa forma, a trajetória de perdas não técnicas para o 2º ciclo foi recalculada, adotando-se o patamar de perdas que a concessionária deveria ter alcançado em 2008, que corresponde a 33,05% de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão. Considerando esse patamar e uma redução linear de 3,305% ao ano, durante todo o período tarifário, a trajetória de perdas regulatórias para o 2º ciclo da CEAL é apresentada na Tabela abaixo:

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

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	8,42%	8,42%	8,42%	8,42%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	29,75%	26,45%	23,14%	19,84%
Perdas Não Técnicas (sobre energia injetada)	12,60%			
Perdas na Distribuição (sobre energia injetada)	21,02%			

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

67. 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 ao fluxo de potência na rede da distribuidora.

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

#### IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

69. 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.

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

71. Os requisitos de energia elétrica da CEAL para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de 3.160.050 MWh, formado por 2.404.764 MWh para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e 755.286 MWh para cobertura das perdas de energia elétrica.

**Tabela 4: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas**

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Descrição	Cálculo	Total (MWh)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	(1)	3.587.638
<i>CCEAR - Leilão - Energia Nova</i>		229.655
<i>CCEAR - Leilão - Energia Velha</i>		3.357.983
CONTRATOS BILATERAIS	(2)	-
ITAIPU	(3)	-
PROINFA	(4)	72.514
GERAÇÃO PRÓPRIA	(5)	-
Energia Disponível	(6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	3.660.153
Fornecimento	(7)	2.404.764
Suprimento	(8)	-
Consumidores Livres	(9)	151.972
Total de Vendas	(10)=(7)+(8)	2.404.764
Perdas Regulatórias sobre o mercado de venda mais livres (%)	(11)	29,54%
Total de Perdas Regulatórias (MWh)	(12)=(9+10)x(11)	755.286
Energia Requerida (Mercado Regulatório)	(13)= (10)+(12)	3.160.050
<b>Disponibilidade Líquida</b>	<b>(14) = (6) - (13)</b>	<b>500.103</b>

#### IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

74. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

76. 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.

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

78. 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.

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

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

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados de livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo Agente vendedor e validados pelo Agente comprador.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje corresponde à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

81. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica tomou-se como ponto de partida os montantes adquiridos pela concessionária mediante contratos bilaterais, e leilões públicos de energia. Para

---

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

compor a Parcela A da Receita Requerida foram considerados apenas os montantes de compra de energia elétrica necessários para o atendimento ao mercado de referência previsto para o ano-teste, acrescido de um adicional a título de perdas de energia elétrica.

82. Para manter a neutralidade da Parcela A, torna-se necessário calcular a valoração dos montantes de energia admitidos para o ano-teste pelas tarifas que estarão vigentes na data de revisão tarifária periódica da concessionária, ou seja, em 28 de agosto de 2009.

83. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CEAL. Esses contratos, incluindo o Proinfa, totalizam 3.660.153 MWh. Para efeito de cálculo da despesa com compra de energia elétrica somente foi considerado o montante de energia de 3.160.050 MWh para atendimento ao mercado do ano-teste.

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

**Tabela 5: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CEAL e respectivas Tarifas Médias**

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
Ambiente Regulado - CCEAR			
<i>MCS D</i>	28.773.181,24	74,57	385.877
<i>2005-2012</i>	105.913.875,24	71,30	1.485.430
<i>2006-2013</i>	52.991.999,66	83,48	634.811
<i>2007-2014</i>	72.070.928,15	93,56	770.346
<i>2008-2015</i>	8.182.822,10	100,38	81.518
<i>2009-2038 Hidro 1º LEILÃO</i>	274.138,19	134,06	2.045
<i>2009-2023 Térmica 1º LEILÃO</i>	2.454.739,12	94,07	26.095
<i>2009-2038 Hidro 2º LEILÃO</i>	7.812.157,59	146,46	53.340
<i>2009-2023 Térmica 2º LEILÃO</i>	2.881.870,70	105,19	27.397
<i>2010-2039 Hidro 1º LEILÃO</i>	3.044.343,91	145,31	20.951
<i>2010-2024 Térmica 1º LEILÃO</i>	2.947.194,24	145,08	20.315
<i>2010-2039 Hidro FA</i>	17.875,70	150,41	119
<i>2010-2024 Térmica 4º LEILÃO</i>	11.234.827,29	142,16	79.032
<i>2010-2024 Térmica FA</i>	53.881,74	148,96	362
Contratos Bilaterais	-	-	-
Itaipu	-	-	-
Proinfa	-	-	72.514
Geração Própria	-	-	-
<b>SOBRAS</b>	<b>41.631.161,45</b>	<b>83,25</b>	<b>500.103</b>
<b>Total</b>	<b>257.022.673,42</b>	<b>81,34</b>	<b>3.160.050</b>

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



(Fls. 21 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

*i)* Para os contratos de Energia Existente, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes;

*ii)* Para os contratos de Energia Nova foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até julho de 2009, conforme previsão do Banco Central;

*iii)* Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins tarifários está sendo considerado uma previsão de preço realizada pela SRG em agosto de 2009, que leva em consideração a previsão de valores do PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário.

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

87. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária CEAL a título de compra de energia elétrica são de R\$ 257.022.673,42 já expurgadas as sobras de energia.

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

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

##### IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

90. A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC foi criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia 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 pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

91. 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, em função do 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.

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

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

94. A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS.

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

---

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

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

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

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

99. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas - ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

100. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

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

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

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

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

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

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

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

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

Tabela 6: Encargos Setoriais da CEAL

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Encargos Setoriais	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Homologatória nº 792/2009	R\$ 15.200.365,43
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Homologatória nº 754/2008	R\$ 4.886.709,94
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Nota Técnica nº 259/2009-SRE/ANEEL	R\$ 1.887.636,95
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando SFF nº 1197/2009	R\$ 4.447.127,64
Proinfa	Resolução Homologatória nº 772/2009	R\$ 9.460.426,09
ONS	Contribuição ONS (jul/09 a jun/10)	R\$ 36.786,84
Compensação financeira	-	R\$ -
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Cálculo SRG/SRE	R\$ 1.295.650,23
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006	R\$ 5.791.084,48
<b>Total de Encargos Tarifários</b>		<b>43.005.787,60</b>

#### IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

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

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

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

112. O Uso das Instalações de Distribuição de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição pelo acesso à rede de distribuição de outra concessionária, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, firmado entre a concessionária acessante e a acessada. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência contratos e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD's específicas da concessionária acessada, conforme resolução homologatória da ANEEL. Esses contratos são regidos pela Resolução n.º 281, de 01 de outubro de 1999.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

113. Por meio do Memorando nº 037/2009-SRT/ANEEL, de 06 de fevereiro de 2009, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica e Instalações de Conexão a serem considerados no cálculo do atual processo tarifário.

114. Observadas as disposições da Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999, foi considerado no atual cálculo tarifário da CEAL o encargo de transporte de energia elétrica no montante de R\$ 1.711.885,96, referente aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, mantidos pela CEAL com a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

115. Os custos de transporte de energia previstos no período de agosto de 2009 a julho de 2010, estão detalhados nas tabelas seguir.

**Tabela 7: Encargos de Transporte de Energia**

Transporte de Energia	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Rede básica	Memorando SRT nº 271/2009	24.614.611,70
Rede básica fronteira	Memorando SRT nº 271/2009	7.794.217,00
Conexão	Memorando SRT nº 271/2009	1.496.145,83
Uso do sistema de distribuição	Cálculo SRE	1.711.885,96
Transporte de Itaipu	-	-
MUST Itaipu	-	-
<b>Total do Transporte de Energia</b>		<b>35.616.860,49</b>

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

116. 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 CEAL, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de R\$ 335.645.321,51, conforme detalhado na tabela abaixo.

**Tabela 8: Valor Total da Parcela A (VPA)**

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	257.022.673,42
Encargos Setoriais	43.005.787,60
Custo com Transporte de Energia	35.616.860,49
<b>Total</b>	<b>335.645.321,51</b>

#### IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

## IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

### IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

118. 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.

119. 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.

120. 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.

121. 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.

122. 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. 28 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

- **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 imprevista; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

123. 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.

124. 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”.

125. 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.



(Fls. 29 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

126. 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.

127. 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.

128. 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.

129. 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.

130. 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.

131. 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

132. 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 agosto/2009.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 9: Custos Totais por Ano – Preços a agosto de 2009**

Setores da Empresa	Custos Pessoal (R\$)	Custos Mat. E Serv. (R\$)	Custos Totais/Ano (R\$)
ADMINISTRATIVO	43.358.311,80	19.439.089,28	62.797.401,08
ESTRUTURA CENTRAL	30.718.557,71	4.110.180,23	34.828.737,94
ESTRUTURA REGIONAL	12.639.754,09	1.771.331,62	14.411.085,71
SISTEMAS	-	13.557.577,43	13.557.577,43
PROCESSOS DE O&M	16.274.218,92	12.341.715,43	28.615.934,34
PROCESSOS COMERCIAIS	34.588.869,28	19.450.318,09	54.039.187,37
TAREFAS COMERCIAIS	11.889.895,22	2.178.625,55	14.068.520,77
FATURAMENTO	9.266.862,30	12.524.354,26	21.791.216,55
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	8.584.847,75	1.730.684,25	10.315.531,99
TELEATENDIMENTO	4.847.264,02	3.016.654,03	7.863.918,05
CUSTOS ADICIONAIS	(939.411,93)	3.302.408,00	2.362.996,07
ADMINISTRATIVO	(1.434.079,22)	1.868.403,00	434.323,77
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	829.661,56	877.725,91	1.707.387,47
COMERCIAL	(334.994,27)	556.279,10	221.284,82
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>Custos Totais/Ano</b>	<b>93.281.988,07</b>	<b>54.533.530,79</b>	<b>147.815.518,86</b>

#### IV.2.1.3 – Resultados Finais

133. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada ao contrato de concessão da CEAL, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. Dessa forma, os custos operacionais admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da CEAL equivalem ao valor de R\$ 147.815.518,86 .

134. 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 CEAL é de 0,90% da receita bruta da concessionária.

135. Considerando uma receita igual a R\$ 783.549.973,83 , inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 5,68% e ICMS com alíquota de 21,62%, chega-se ao valor de R\$ 7.051.949,76 , a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

#### IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

136. 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.



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

137. 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.

138. 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

139. 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.

140. 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,  $D/(P+D)$ .

141. 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 compõem a taxa de retorno. Segundo, tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre capital próprio do projeto.

142. 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.

143. A metodologia utilizada para o cálculo da estrutura ótima de capital das distribuidoras para o segundo ciclo de revisão tarifária (2007-2010) foi estabelecida na Resolução Normativa da ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006. Segundo essa metodologia, a determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

144. 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.

145. 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.

146. 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.

147. O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3). O procedimento a ser seguido é o seguinte:

- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já usam o regime de price-cap há algum tempo. O intervalo obtido com este procedimento foi então de [36,36 – 77,54%].
- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior. A faixa obtida para o grupo 3 foi [44,62 – 66,59%], sendo a interseção resultante igual a [44,62 – 66,59%].

148. De posse do intervalo regulatório, a meta pontual será o valor dentro desse intervalo final que mais se aproxima da média da faixa definida pela união dos grupos 1 e 2. O valor resultante foi então de 56,95% para a participação de dívida no capital total. Após o ajuste em função da participação da RGR na dívida das empresas, o valor final adotado foi de 57,16% para a estrutura de capital.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

149. 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.

150. 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.

151. 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

152. Para o custo de capital próprio adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor. O modelo de custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), no mercado doméstico (Brasil), em reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_R + r_B + r_X \quad (3)$$

onde:

$r_{CAPM}$ : custo de capital próprio;

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$ : 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.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

153. 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%.

154. 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%.

155. O cálculo do Beta ( $\beta$ ) 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.

156. 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.

157. 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.

158. 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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

tarifária das distribuidoras de eletricidade no Reino Unido<sup>1</sup>. Considerando a estrutura de capital regulatória adotado pela OFGEM de 57,5%<sup>2</sup> 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.

159. 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).

160. 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.

161. 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%.

162. O risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, sendo que a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o "ruído branco". O prêmio de risco cambial ( $r_X$ ) é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006, resultando no valor de 1,78%.

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

## b) Custo de Capital de Terceiros

164. 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

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

<sup>2</sup> Idem.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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.

165. 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 2006<sup>3</sup>. 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.

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

### c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

167. 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  $\pi$  é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

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

168. Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto ( $T$ ) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida (D/V=57,16%) em termos nominais de 12,81%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, 2,60%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 9,95% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 10: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

<sup>3</sup> Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).



(Fls. 37 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Componente	Fórmula	Valor
<b>Estrutura de Capital</b>		
Capital Próprio	(P/V)	42,84%
Capital de Terceiros	(D/V)	57,16%
<b>Custo de Capital Próprio</b>		
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	$\beta_{RR}^{Alav}$	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	$8 \pm$	0,218
Beta final	$\beta = \beta_{RR}^{Ala} + 8 \pm$	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%
<b>Custo de Capital de Terceiros</b>		
Prêmio de risco de crédito	$r_C$	2,96%
Custo de dívida nominal	$r_D$	14,97%
Custo de dívida real		12,06%
<b>Custo Médio Ponderado</b>		
WACC nominal depois de impostos	$r_{WACC}$	12,81%
Inflação americana	$8$	2,60%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b><math>r_{WACC}</math></b>	<b>9,95%</b>

169. 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

170. 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 Normativa nº 234/2006, com redação alterada pela Resolução Normativa nº 338/2006.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

171. Assim, de acordo com a resolução em questão, para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da Base de Remuneração, no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser blindada. Entende-se como base blindada os valores aprovados para o primeiro ciclo;
- b) da base blindada devem ser expurgadas as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;
- c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida na Resolução nº 234/2006;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e).

172. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da CEAL, deve-se avaliar a base incremental do último período tarifário, mantendo-se o conceito chave da Resolução nº 493/2002 e ratificada na Resolução nº 234/2006 de refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

173. Para efeito da presente revisão tarifária foram utilizados os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) por meio do Memorando nº 1.179/2009-SFF/ANEEL, de 4 de agosto de 2009.

174. Assim, a Base de Remuneração definitiva, validada pela SFF, a preços de 31 de julho de 2009, é a seguinte:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, é de R\$ 856.668.416,55;

---

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99



(Fls. 39 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

- b) A Base de Remuneração Líquida, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de R\$ 380.885.398,69;
- c) O valor de Obrigações Especiais é de R\$ 223.948.399,68;
- d) A Taxa de Depreciação média é de 4,51%; e
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de R\$ 38.635.745,59.

175. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

**Tabela 11: Resumo da Base de Remuneração Regulatória**

Descrição	Valor (R\$)
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.156.198.826,92
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.694.330,07
(3) Obrigações Especiais	223.948.399,68
(4) Bens Totalmente Depreciados	64.887.680,63
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>856.668.416,55</b>
(6) Depreciação Acumulada	547.634.151,37
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	608.564.675,55
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	10.654.410,02
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	597.910.265,53
(10) Almoxarifado em Operação	3.371.103,66
(11) Ativo Diferido	-
(12) Terrenos e Servidões	3.552.429,18
<b>(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)</b>	<b>380.885.398,69</b>
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	25.588.421,16
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	2.300.062,24
<b>(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT</b>	<b>23.288.358,93</b>
(17) Taxa de Depreciação	4,51%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (5)	38.635.745,59

#### IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

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

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

onde:

*BRRl* = base de remuneração regulatória líquida;

*r<sub>WACC</sub>* = custo médio ponderado de capital (real).

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

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

178. O valor da remuneração bruta do capital próprio apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de R\$ 55.475.440,53 .

#### IV.2.4 – DEPRECIACÃO

179. 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.

180. Para este item foi considerado o percentual de 4,51% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da CEAL e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até julho de 2009.

181. 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.

182. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de R\$ 38.635.745,59 .

**Tabela 12: Quota de Reintegração Regulatória**

Descrição	Cálculo	Valor (R\$)
Taxa de Depreciação	(1)	4,51%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	856.668.416,55
<b>Valor Total da QRR</b>	<b>(3) = (1) x (2)</b>	<b>38.635.745,59</b>

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

183. O valor total apurado para a Parcela B da CEAL, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de R\$ 248.978.654,74 , conforme detalhado na tabela abaixo.

**Tabela 13: Valor Total da Parcela B (VPB)**

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	154.867.468,62
Remuneração Bruta do Capital	55.475.440,53
Quota de Reintegração Regulatória	38.635.745,59
<b>Total</b>	<b>248.978.654,74</b>

### IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

#### IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

184. 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\$ 335.645.321,51. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza R\$ 248.978.654,74. Assim, o total da Receita Requerida é R\$ 584.623.976,25.

#### IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

185. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de R\$ 707.805.897,79. 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.

186. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN n.º 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); e consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166/2005). 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 14: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Valor (R\$)
Fornecimento	2.404.764	288,10	692.822.913,91
A1 (230 kV ou mais)	-	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-	-
A3 (69 kV)	272.045	165,11	44.918.707,53
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	761.901	217,91	166.023.717,05
AS	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.370.818	351,53	481.880.489,33
Suprimento	-	-	-
Consumidores Livres	151.972	98,59	14.982.983,88
<b>Total</b>	<b>2.556.736</b>	<b>276,84</b>	<b>707.805.897,79</b>

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

187. Outras Receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

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

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

onde:

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

189. 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\$ 2.390.612,66 . Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de R\$ 2.151.551,39 .

#### IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

190. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da CEAL é de -17,71%. Dessa forma, para que a CEAL 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 -17,71%. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 15: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor (R\$)
Receita Requerida	(1)	584.623.976,25
Outras Receitas	(2)	2.151.551,39
Receita Verificada	(3)	707.805.897,79
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>[(1) - (2)] / (3)</b>	<b>-17,71%</b>

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

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

192. 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:

**“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:

*VPA<sub>1</sub> - 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;*

*RA<sub>0</sub> - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;*

*VPB<sub>0</sub> - 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:

*VPA<sub>0</sub> - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;*

*IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

*X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

[...]

*Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero.”*

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

193. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL está reposicionando a tarifa considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração dos investimentos prudentes. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M – X até a próxima revisão tarifária. O reajuste tarifário anual tem por finalidade assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos custos operacionais eficientes considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

194. 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.

195. 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.

196. 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.

197. 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.

198. 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.

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

199. 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.

200. 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.*

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

202. A aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

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

onde:

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

*CO: Custos operacionais da concessionária;*

*RC: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;*

*PB: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e*

*IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.*

203. 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:



(Fls. 46 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

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

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

onde:

$X_e$  = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

$X_a$  = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

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

205. As projeções de mercado enviadas pela concessionária foram analisadas, com base no procedimento constante na Nota Técnica nº 292/2008-SRE/ANEEL, e aceitas para todas as classes de consumo. Cabe destacar que a energia recuperada com combate às perdas, dimensionada no cálculo da Empresa de Referência, foi adicionada às projeções de mercado, para o ano-teste e anos posteriores, nas classes atendidas em baixa tensão.

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3
Energia Agregada (MWh)	9.823,62	20.529,67	36.485,43	52.197,34

206. Conforme a metodologia constante da REN 234/2006, com redação dada pela REN 338/2008, os investimentos totais em redes elétricas foram definidos pela concessionária e distribuídos uniformemente no fluxo de caixa do componente  $X_e$ . Considerando investimentos globais propostos de R\$ 213.240.300,00, o Fator X resultou em 1,01%.

## V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

207. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

208. Os componentes financeiros consistem em:

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

i) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24/01/2002 e nº 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. O valor da CVA composto pelo montante computado nos últimos 12 meses resultou no valor de R\$ 17.406.444,66 . Ressalta-se que na CVAenergia foram aplicados os preços limites estabelecidos na REN 165/2005, de 19/09/2005, para os casos de atraso do início da operação comercial de unidade geradora.

Tabela 16: Valores apurados da CVA

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA <sub>CCC</sub>	1.929.019,29	2.244.530,99	2.257.128,10	2.360.315,27
CVA <sub>CDE</sub>	334.393,23	340.992,14	342.905,92	358.582,25
CVA <sub>REDE BÁSICA</sub>	700.836,17	774.629,89	778.977,39	814.589,23
CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>	(1.644.121,56)	(1.783.090,17)	(1.796.642,91)	(1.878.778,47)
CVA <sub>PROINFA</sub>	2.749.908,56	2.836.603,06	2.852.523,09	2.982.929,41
CVA <sub>ESS</sub>	5.890.686,10	6.425.652,67	6.461.715,74	6.757.120,38
<b>CVA TOTAL em processamento</b>	<b>9.960.721,79</b>	<b>10.839.318,58</b>	<b>10.896.607,34</b>	<b>11.394.758,05</b>
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				6.011.686,60
<b>CVA TOTAL</b>				<b>17.406.444,66</b>

ii) Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de -R\$ 483.056,22, 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 e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

iii) Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/2004. Foi considerado como componente financeiro o valor de R\$ 1.240.100,68 relativo à recuperação de perda de receita de distribuição decorrente dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme previsto no Art. 7º da Res. Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

iv) Previsão Subsídio Irrigante. Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em R\$ 4.141.521,34. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

v) **Previsão Subsídio Fonte Incentivada.** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, apurado em R\$ 1.145.340,00. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

vi) **Previsão Subsídio Baixa Renda.** Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de R\$ 3.871.268,17. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

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

Nos reajustes tarifários de 2007 e 2008 foram concedidos a CEAL componentes financeiros no valor de R\$ 13.529.383,95 e R\$ 18.227.515,72, respectivamente, a título de adiantamento para fazer frente ao déficit incorrido na execução do Programa Luz para Todos. Agora, com base na metodologia vigente, foi apurado o valor total déficit no primeiro ciclo tarifário devendo os adiantamentos recebidos nos anos anteriores serem descontados com a devida correção pelo IGPM da Fundação Getúlio Vargas.

Pela metodologia estabelecida na Resolução n.º 294/2007, foi calculado um componente financeiro final de no valor de -R\$ 7.391.139,70 a ser considerado nesta revisão, resultado de um déficit total de R\$ -26.185.587,30, relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa, deduzido os adiantamentos concedidos em 2007 e 2008 atualizados pelo IGPM.

Tabela 17: Déficit incorrido em função da implementação do Programa Luz Para Todos

	Julho/05 a Julho/06	Agosto/06 a Julho/07	Agosto/07 a Julho/08	Agosto/08 a Julho/09	Total
Receita	1.544.315,78	2.795.602,18	3.806.957,32	4.332.079,45	12.478.954,73
Remuneração AE	681.844,83	2.090.548,79	2.818.652,97	3.204.195,97	8.795.242,56
Remuneração RGR	304.225,86	1.006.584,47	1.411.797,30	1.604.905,58	4.327.513,21
Depreciação	409.509,92	1.379.657,85	1.988.785,58	2.329.564,52	6.107.517,87
O&M	1.656.225,15	4.482.086,49	6.006.754,51	7.289.202,23	19.434.268,38
<b>Déficit</b>	<b>-1.507.489,98</b>	<b>-6.163.275,42</b>	<b>-8.419.033,04</b>	<b>-10.095.788,86</b>	<b>-26.185.587,30</b>

viii) **Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição:** Consiste da apuração das diferenças entre os custos efetivamente pagos pela CEAL com Contratos de Uso de Distribuição - CUSD com outras concessionárias e a cobertura tarifária concedida no

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

reajuste anterior. Esse cálculo se faz necessário na medida em que as tarifas de uso das concessionárias são reajustadas de forma não concatenada.

Os valores dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição pagos pela CEAL, no período de agosto de 2007 a julho de 2009, relativos aos contratos (CUSD) mantidos com a CELPE e a ENERGISA SERGIPE, foram ajustados financeiramente totalizando um valor de -R\$ 402.538,66.

*ix)* Repasse de Sobrecontratação de Energia, conforme o art. 38 do Decreto nº 5.163/04, o qual determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O valor do repasse de sobrecontratação para o ano de 2008 totalizou -R\$ 1.636.504,79.

*x)* 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. O valor de exposição apurado para a CEAL para 2008, foi de -R\$ 2.141.713,09.

*xi)* Parcela de Ajuste da Rede Básica – PIS/COFINS. Referem-se ao impacto financeiro do acréscimo das parcelas de PIS/PASEP e da COFINS associado às instalações de conexão uso próprio, no valor total negativo de (R\$ 249.468,20). Esse valor, já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2009 a julho de 2009.

*xii)* Trajetória de perdas não técnicas do 1º ciclo. O componente financeiro correspondente à aplicação retroativa da trajetória de perdas não técnicas do 1º ciclo é de -R\$ 21.922.066,60, a preços de agosto/2009. Para suavizar o impacto tarifário da aplicação desse financeiro, adotou-se o parcelamento em quatro anos, de forma que se considera nesta revisão o valor de -R\$ 5.480.516,65.

*xiii)* Pedido de reconsideração do IRT 2008. Na reunião pública de Diretoria de 11/08/2009, foi deliberado o pedido de reconsideração interposto pela CEAL em face dos resultados do reajuste tarifário de 2008. Conforme Despacho ANEEL nº 2.976/2009, deve-se retificar os valores de PIS/COFINS devidos à CEAL e, para tanto, foi incluído um financeiro no valor de R\$ 6.397.725,11, referente aos valores reapurados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, para o período de dezembro/2002 a agosto/2005. Adicionalmente, a SFF apresentou, por meio do Memorando nº 1.197/2009-SFF/ANEEL, os valores dos subsídios dos descontos de Irrigação e Aquicultura (REN 207/2006) e de Uso do Sistema de Distribuição concedidos a autoprodutor e produtor independente (REN 166/2005).

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Para os subsídios concedidos ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e aquicultura, o valor fiscalizado, em termos nominais, referente ao período de julho/2006 a junho/2009, é igual a R\$ 11.615.025,49. Desse total, está sendo reconhecido R\$ 8.566.920,30, que corresponde ao subsídio atualizado, apurado apenas para o período de julho/2006 a junho/2008, tendo em vista que para o período de agosto/2008 a julho/2009 esse subsídio já está contemplado na estrutura tarifária da CEAL.

Quanto ao desconto relativo à energia destinada aos agentes autoprodutores, referentes às componentes CCC, CDE e PROINFA da TUSD, está sendo considerado o valor total atualizado de R\$ 1.976.927,20, referente ao período de agosto/2006 a maio/2009. Esse montante foi calculado levando-se em consideração o comportamento do mercado da concessionária, no período de referência, do qual se verificou que o total dos consumidores pagantes proporcionou uma receita relativa aos encargos em questão insuficiente para compensar o montante do subsídio tarifário concedido.

209. O conjunto de todos os componentes financeiros totalizou o valor de R\$ 26.961.310,17 que será incorporado as tarifas da distribuidora pelos próximos 12 meses.

## RESUMO DOS COMPONENTES FINANCEIROS

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

Tabela 18: Componentes Financeiros

Componente	Valor (R\$)
Passivo PLPT	(7.391.139,70)
CVA Saldo a Compensar	6.011.686,60
CVA em Processamento	11.394.758,05
Parcela de Ajuste de Rede Básica - Fronteira_CHESF	(483.056,22)
Exposição CCEAR entre Submercados	(2.141.713,09)
Previsão de Subsídio para Baixa Renda	3.871.268,17
Subsídio - Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.240.100,68
Previsão Subsídio - Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.145.340,00
Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	1.976.927,20
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	8.566.920,30
Previsão Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	4.141.521,34
Concatenação dos CUSDs	(402.538,66)
Sobrecontratação 2008	(1.636.504,79)
Parcela de Ajuste de Conexão	(249.468,20)
Ajuste perdas regulatórias (IRTs 2006/2007/2008)	(5.480.516,65)
Passivo PIS/COFINS	6.397.725,11
<b>Total</b>	<b>26.961.310,17</b>

## VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

211. 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

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo nº 48500.004343/2006-99

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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.

212. 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.

213. Importa ressaltar que os resultados obtidos são a consequência da aplicação de metodologias que pretendem refletir, na prática, a missão essencial do Regulador de um serviço com características de monopólio natural como é o caso da distribuição de energia elétrica: garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência. Como já exposto, os clientes cativos, isto é, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o prestador do serviço, têm o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação aplicável – em especial, o contrato de concessão – e de pagar uma tarifa justa. O prestador do serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de obter um adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado.

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.



(Fls. 52 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### Composição da Receita

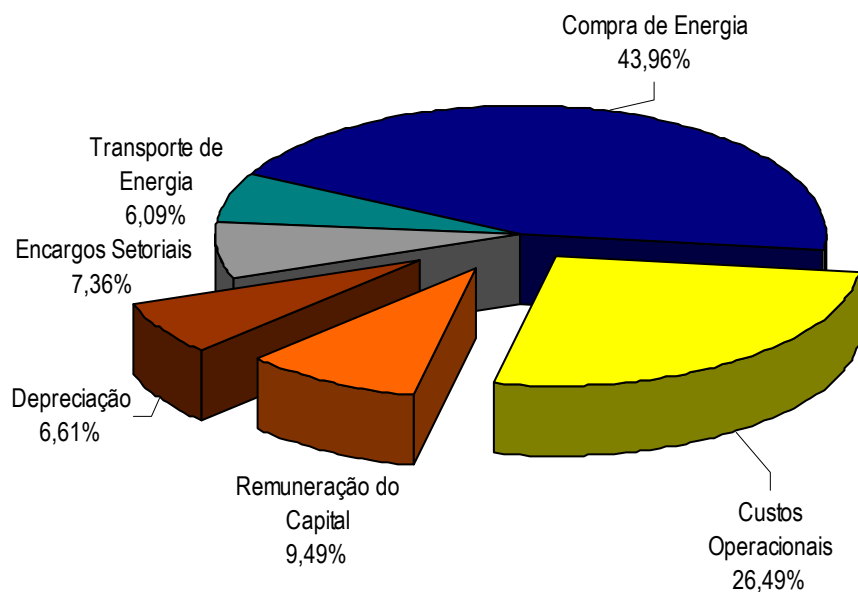


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem financeiros)

### Composição da Receita

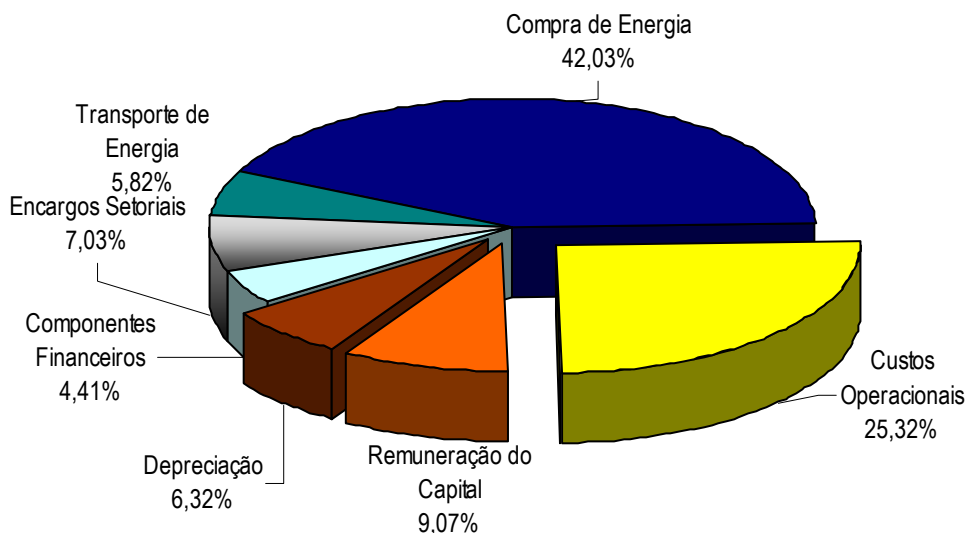


Figura 8: Composição da Receita da Concessionária (com financeiros)



(Fls. 53 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### Composição da Receita

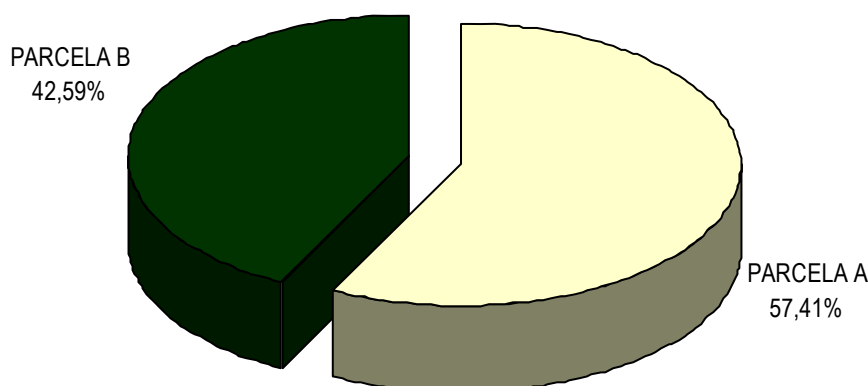


Figura 9: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

## 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. 54 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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 CEAL, de nº 007/2001-ANEEL, em sua cláusula sétima:

*“Subcláusula Sétima - 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 Subcláusula Terceira desta Cláusula; 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.”*

## 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.

(Fls. 55 da Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 19: Resultados do Reposicionamento Tarifário**

Descrição	Valor (R\$)	Valor (%)
Receita Requerida Líquida	582.472.424,86	
Receita Verificada	707.805.897,79	
<b>ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO</b>		<b>-17,71%</b>
<b>FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO</b>		<b>3,81%</b>
<b>ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO</b> (Considerando os efeitos financeiros)		<b>-13,90%</b>

## IX. ANEXOS

222. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

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

**ADRIANNA AMORIM CRUZ**  
Especialista em Regulação

**ADRIANO ALMEIDA TRINDADE**  
Analista Administrativo

**ALEXANDRE VASCONCELOS BORGES NETTO**  
Especialista em Regulação

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação

**LUIS CÂNDIDO TOMASELLI**  
Especialista em Regulação

De Acordo:

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

# **ANEXO I**

**Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 19 de agosto de 2009.**

## **DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA CEAL**

Processo nº. 48500.004343/2006-99.

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

## **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 CEAL.

## **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 dezembro-08.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### 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 dezembro-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

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;

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

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

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

14. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Os custos indiretos correspondentes às atividades de Direção, Estratégia e Controle não são componentes que devam incluir-se como parte dos 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



(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

empresas que possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, procede-se à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

15. Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:
  - Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
  - Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
  - Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.
  
16. Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.
  
17. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração (CA), dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações (COM), e das atividades de Comercialização (CC), torna-se necessário desenhar uma Empresa de Referência (ER) que tenha uma estrutura eficiente e que realize suas atividades de maneira que os custos resultantes correspondam aos que existiriam no âmbito de um mercado competitivo.
  
18. Para a determinação de todos os custos que surgem dos **processos e atividades de O&M e comercialização**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
  - Identificação dos processos e atividades (P&A) que devem ser cumpridos pela ER, tanto em O&M como em comercialização;
  - Definição de critérios para a determinação de custos associados a cada P&A ;
  - Determinação dos recursos requeridos para o cumprimento eficiente de cada P&A;
  - Aplicação dos custos do P&A ao volume de instalações (para O&M) e clientes (para comercialização) da concessionária.
  
19. Para a determinação dos custos que surgem das **Atividades de Administração**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
  - Definição de critérios geográficos de zoneamento para os distintos processos e atividades;
  - Definição de critérios de dimensionamento dos recursos de administração em função do volume de instalações e clientes, pessoal que é necessário fiscalizar e dispersão geográfica;
  - Aplicação dos custos correspondentes aos recursos dimensionados;
  - Definição dos recursos centralizados de suporte (sistemas informatizados, comunicações, etc).
  
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 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### III.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

21. Todos os custos que serão apresentados estão referenciados a preços de dezembro-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 Nordeste:

**Tabela 1: Remunerações Adotadas**

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Conselheiro de Administração	2.960
Conselheiro Fiscal	1.696
Diretor Presidente	28.978
Diretor Administrativo	19.388
Diretor Comercial	22.441
Diretor de Distribuição	20.486
Diretor Financeiro	18.983
Gerente Comercial	9.263
Gerente Assuntos Legais	10.211
Gerente de Assuntos Regulatórios	11.488
Gerente de Atendimento a Clientes	7.415
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	7.503
Gerente de Auditoria Interna	7.856
Gerente de Compras / Logística	8.251
Gerente de Comunicação	9.113
Gerente de Contabilidade	8.202
Gerente de Controle de Gestão	8.345
Gerente de Gestão Financeira	9.397
Gerente de Manutenção (AT)	8.794
Gerente de Manutenção (MT e BT)	8.264
Gerente de Mercados e Tarifas	8.515
Gerente de Operação	8.622
Gerente de Ouvidoria	7.882
Gerente de Perdas Comerciais	9.174
Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico	9.460
Gerente de Planejamento Financeiro	7.533
Gerente de Recursos Humanos	10.275

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Gerente de Relações com Investidores	8.527
Gerente de Relações Institucionais	8.714
Gerente de Serviços Técnicos	7.000
Gerente de Tecnologia da Informação	9.849
Coordenadoria de Ouvidoria	6.301
Supervisor Ciclo Comercial	5.795
Supervisor Comercial	4.223
Supervisor de Administração de Pessoal	6.333
Supervisor de Almoxarifado	6.759
Supervisor de Arrecadação	6.369
Supervisor de Atendimento a Clientes	5.414
Supervisor de Atendimento Call Center	7.827
Supervisor de Captação de Recursos	5.570
Supervisor de Centro de Operação da Distribuição	7.011
Supervisor de Centro de Operação do Sistema	6.732
Supervisor de Compras / Logística	5.666
Supervisor de Contabilidade	6.491
Supervisor de Faturamento	4.785
Supervisor de Laboratório de Medição	6.479
Supervisor de Manutenção (MT e BT)	6.623
Supervisor de Medição	6.789
Supervisor de Medicina do Trabalho	8.130
Supervisor de Orçamento	7.366
Supervisor de Planejamento e Manutenção (AT)	7.652
Supervisor de Planejamento e Operação	5.092
Supervisor de Remuneração	8.225
Supervisor de Tesouraria	6.254
Supervisor de Treinamento e Desenvolvimento	6.973
Advogado Júnior	3.247
Advogado Pleno	4.190
Advogado Sênior	6.597
Ajudante de Eletricista	961
Almoxarife	1.608
Analista Comercial Júnior	3.140
Analista Comercial Pleno	3.650
Analista Comercial Sênior	5.535
Analista de Assuntos Regulatórios	4.621
Analista de Atendimento a Clientes	3.027
Analista de Comunicação	3.316
Analista de Contabilidade Júnior	3.098
Analista de Contabilidade Pleno	3.862
Analista de Contabilidade Sênior	4.757
Analista de Gestão	4.688
Analista de Infra-Estrutura Júnior	2.736
Analista de Infra-Estrutura Pleno	3.810
Analista de Infra-Estrutura Sênior	5.688
Analista de Orçamento Júnior	3.275
Analista de Orçamento Pleno	3.908
Analista de Orçamento Sênior	5.095

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Analista de Perdas	6.151
Analista de Planejamento	5.494
Analista de Recursos Humanos Júnior	2.820
Analista de Recursos Humanos Pleno	3.848
Analista de Recursos Humanos Sênior	5.442
Analista de Relações com Investidores	2.735
Analista de Sistemas Júnior	2.962
Analista de Sistemas Pleno	3.978
Analista de Sistemas Sênior	6.212
Analista de Tarifas	5.244
Analista Financeiro Júnior	3.077
Analista Financeiro Pleno	4.276
Analista Financeiro Sênior	5.290
Assessor de Comunicação	4.507
Assistente Administrativo	2.118
Assistente Comercial	2.155
Assistente de Comunicação	2.272
Assistente Técnico	2.146
Atendente Comercial (Call Center)	1.286
Atendente Ouvidoria	1.319
Auditor Interno Júnior	4.165
Auditor Interno Pleno	3.880
Auditor Interno Sênior	5.025
Auxiliar Administrativo	1.389
Auxiliar de Enfermagem do Trabalho	1.614
Comprador	1.633
Eletricista	1.350
Eletricista Linha Viva	1.701
Engenheiro de Atendimento de Grandes Clientes	3.475
Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	2.847
Engenheiro de Manutenção Júnior (MT e BT)	3.646
Engenheiro de Manutenção Pleno (AT)	4.886
Engenheiro de Manutenção Pleno (MT e BT)	4.343
Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	6.690
Engenheiro de Manutenção Sênior (MT e BT)	6.780
Engenheiro de Medição Júnior	2.543
Engenheiro de Medição Pleno	4.576
Engenheiro de Medição Sênior	6.921
Engenheiro de Operação Júnior	3.437
Engenheiro de Operação Pleno	5.272
Engenheiro de Operação Sênior	6.916
Engenheiro de Perdas Júnior	3.029
Engenheiro de Perdas Pleno	5.257
Engenheiro de Perdas Sênior	6.912
Engenheiro de Segurança do Trabalho	4.714
Leiturista / Entregador de Faturas	689
Médico do Trabalho	3.775
Motorista de Diretoria	1.583
Operador de Grua (AT)	1.665

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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

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

**Tabela 2: Critérios para Cálculo de Remunerações**

DESCRIÇÃO	PARÂMETRO	APLICAÇÃO
<b>Vencimentos</b>		
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
<b>Encargos Sociais</b>		
INSS	20,0%	
SAT	3,0%	
FGTS	8,0%	
FNDE	2,5%	
INCRA	0,2%	
SEBRAE	0,6%	
SESI	1,5%	
SENAI	1,2%	
<b>Total de Encargos</b>	<b>37,0%</b>	<b>Total de vencimentos</b>

### II.3.1.2. Benefícios Adicionais de Pessoal

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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.
- 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.

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.

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

- d) Bancos de Capacitores
- e) Religador
- f) Transformador de Força
- g) Transformador de Medida (TP e TC)
- h) Disjuntor
- i) Pára-raios – com classe de tensão igual ou superior a 34,5kV.
- j) Seccionalizador

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

### III.3.3.1 – Custos dos Materiais

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

### III.3.4. Outros Serviços e Materiais de Reposição

#### III.3.4.1 Custos de Referência para Área Administrativa

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

32. Assim, especificamente para este item deverão ser dimensionados os gastos de serviços incorridos pelo pessoal como água, 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 Nordeste, para cálculo de alguns dos itens descritos acima são apresentados na tabela a seguir:



(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 3: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços**

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

### III.3.4.2. Custos de Referência da Área Comercial

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

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

**Tabela 4: Custos Unitários para Atividades Comerciais**

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

## III.4. CÁLCULO DAS ANUIDADES

### III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

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

**Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Aluguéis**

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

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### III.4.2. Veículos

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

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

**Tabela 6: Veículos**

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

### III.4.3. Sistemas de Informática

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

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

**Tabela 7 – Agrupamento de Sistemas**

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

41. Os clusters específicos da CEAL, aplicando a metodologia contida na Nota Técnica 343/2008, são:

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 8 – Clusters de Sistemas**

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

### III.5. EQUIPES DE CAMPO

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

**Tabela 9 – Composição das Equipes**

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

### IV. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

#### IV.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

43. Conforme metodologia, a CEAL se enquadrou no Organograma Típico (OT) 5. 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
<b>TOTAL</b>	<b>CONSELHO</b>	<b>8</b>
CONSELHO	CONSELHEIRO FISCAL	3
	CONSELHEIRO ADMINISTRATIVO	5

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

<b>TOTAL</b>	<b>PRESIDÊNCIA</b>	<b>34</b>
PRESIDÊNCIA	PRESIDENTE	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
	MOTORISTA	1
AUDITORIA INTERNA	GERENTE	1
	AUDITOR INTERNO SÊNIOR	1
	AUDITOR INTERNO PLENO	3
	AUDITOR INTERNO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
ASSESSORIA JURÍDICA	ASSESSOR	1
	ADVOGADO SÊNIOR	2
	ADVOGADO PLENO	4
	ADVOGADO JÚNIOR	4
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
ASSESSORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E COMUNICAÇÃO	ASSESSOR	1
	ANALISTA DE COMUNICAÇÃO	1
	ASSESSOR DE COMUNICAÇÃO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
	ASSISTENTE DE COMUNICAÇÃO	2
<b>TOTAL</b>	<b>OUVIDORIA</b>	<b>4</b>
OUVIDORIA	GERENTE	1
	COORDENADOR	1
	ATENDENTE DE OUVIDORIA	2
<b>TOTAL</b>	<b>DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS</b>	<b>10</b>
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA REGULAÇÃO E MERCADO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	1
	TÉCNICO DE MERCADO	2
	ANALISTA DE TARIFAS	1
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	0
<b>TOTAL</b>	<b>DIRETORIA COMERCIAL</b>	<b>68</b>
DIRETORIA COMERCIAL	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA GESTÃO COMERCIAL (FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO) E ATENDIMENTO A CLIENTES	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	3
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
	ANALISTA DE ATENDIMENTO A CLIENTES	3
	ASSISTENTE COMERCIAL	7
GERÊNCIA DE PERDAS E DE MEDIÇÃO	GERENTE	1
	ANALISTA DE PERDAS	4
	SUPERVISOR DE LABORATÓRIO	2
	TÉCNICO DE MEDIÇÃO	7
GERÊNCIA CLIENTES	GERENTE	1

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

CORPORATIVOS	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	3
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	4
	ASSISTENTE 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	4
<b>TOTAL</b>	<b>DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA</b>	<b>31</b>
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA FINANCEIRA	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	2
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
GERÊNCIA CONTABILIDADE, PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO, TESOURARIA	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	2
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	3
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO PLENO	2
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO JÚNIOR	2
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2	
GERÊNCIA ORÇAMENTO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	2
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	2
<b>TOTAL</b>	<b>DIRETORIA TÉCNICA</b>	<b>92</b>
DIRETORIA TÉCNICA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA DA OPERAÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO SÊNIOR	1
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO PLENO	2
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO JÚNIOR	4
	TÉCNICO DE OPERAÇÃO	8
	VIGIA DE SUBESTAÇÃO	38
	OPERADOR DE SUBESTAÇÃO	0
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
GERÊNCIA DA MANUTENÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (AT)	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (MT E BT)	2
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (AT)	2
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (MT E BT)	4
	TÉCNICO DE MANUTENÇÃO (MT E BT)	3
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO JÚNIOR	6

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	5
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MEIO AMBIENTE	1
	TÉCNICO DE MEIO AMBIENTE	1
	ANALISTA DE PLANEJAMENTO	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
<b>TOTAL</b>	<b>DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVO</b>	<b>87</b>
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA ADMINISTRATIVA E SERVIÇOS GERAIS	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	1
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	SEGURANÇA	3
GERÊNCIA DE SUPRIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	2
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
	ESPECIALISTA EM COMPRA	5
	ENGENHEIRO DE QUALIDADE SÊNIOR	2
ALMOXARIFE	3	
GERÊNCIA DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES	GERENTE	1
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA SÊNIOR	2
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA PLENO	2
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA JÚNIOR	4
	ANALISTA DE SISTEMAS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE SISTEMAS PLENO	3
	ANALISTA DE SISTEMAS JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
TÉCNICO DE INFORMÁTICA	6	
GERÊNCIA DE RECURSOS HUMANOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS SÊNIOR	2
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS PLENO	3
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS JÚNIOR	4
	SUPERVISOR DE REMUNERAÇÃO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	4
	ENFERMEIRO DO TRABALHO	0
	ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	1
	MÉDICO DE TRABALHO	1
	TÉCNICO DE SEGURANÇA DO TRABALHO CORPORATIVO	4
AUXILIAR DE ENFERMAGEM	1	
<b>TOTAL GERAL DE FUNCIONÁRIOS</b>		<b>334</b>

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV.1.1 GASTOS DA ESTRUTURA CENTRAL

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

**Tabela 11 – Gastos da Estrutura Central**

	ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
CONSELHO	Pessoal	391.730	
	Insumos e Outros Gastos		16.767
PRESIDÊNCIA	Pessoal	3.714.976	
	Informática		53.827
	Insumos e Outros Gastos		71.261
	Aluguel Escritório		74.572
	Mobiliário		9.501
	Telefonia		66.109
	Água e Eletricidade		9.013
	Limpeza		12.737
	Transporte		46.994
	Aluguel Estacionamento		4.218
OUVIDORIA	Pessoal	389.312	
	Informática		6.333
	Insumos e Outros Gastos		8.384
	Aluguel Escritório		8.773
	Mobiliário		1.118
	Telefonia		7.778
	Água e Eletricidade		1.060
	Limpeza		1.498
	Transporte		23.497
	Aluguel Estacionamento		2.109
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Pessoal	1.282.954	
	Informática		15.832
	Insumos e Outros Gastos		20.959
	Aluguel Escritório		21.933
	Mobiliário		2.795
	Telefonia		19.444
	Água e Eletricidade		2.651
	Limpeza		3.746
	Transporte		23.497
	Aluguel Estacionamento		2.109
DIRETORIA COMERCIAL	Pessoal	6.431.838	
	Informática		107.654
	Insumos e Outros Gastos		142.522
	Aluguel Escritório		149.143



(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

	Mobiliário		19.003
	Telefonia		132.218
	Água e Eletricidade		18.025
	Limpeza		25.474
	Transporte		93.988
	Aluguel Estacionamento		8.436
	<b>Pessoal</b>	<b>3.293.172</b>	
	Informática		49.078
	Insumos e Outros Gastos		64.973
	Aluguel Escritório		67.992
<b>DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA</b>	Mobiliário		8.663
	Telefonia		60.276
	Água e Eletricidade		8.217
	Limpeza		11.613
	Transporte		46.994
	Aluguel Estacionamento		4.218
	<b>Pessoal</b>	<b>6.867.784</b>	
	Informática		145.650
	Insumos e Outros Gastos		192.824
	Aluguel Escritório		201.782
<b>DIRETORIA TÉCNICA</b>	Mobiliário		25.710
	Telefonia		178.883
	Água e Eletricidade		24.387
	Limpeza		34.465
	Transporte		93.988
	Aluguel Estacionamento		8.436
	<b>Pessoal</b>	<b>7.381.516</b>	
	Informática		137.734
	Insumos e Outros Gastos		182.345
	Aluguel Escritório		190.815
<b>DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA</b>	Mobiliário		24.313
	Telefonia		169.161
	Água e Eletricidade		23.061
	Limpeza		32.592
	Transporte		117.485
	Aluguel Estacionamento		10.545
	<b>Pessoal</b>	<b>7.381.516</b>	
<b>OUTROS GASTOS</b>	Marketing		684.014
	Auditoria Externa		150.000
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>		<b>29.753.281</b>	<b>4.185.190</b>

#### IV.2. GERÊNCIAS REGIONAIS

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

45. Para CEAL foi considerada a seguinte estrutura regional:

**Tabela 12 – Estrutura Regional**

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

**Tabela 13 – Custos com estrutura regional**

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

#### IV.3. PROCESSOS COMERCIAIS

##### IV.3.1. TAREFAS COMERCIAIS

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

**Tabela 14 – Parâmetros para Tarefas Comerciais**

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

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

**Tabela 15 – Valoração das Tarefas Comerciais**

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total
Tarefas Comerciais	6.984.671	1.113.209	8.097.880
Atendimento comercial	4.531.606	1.105.176	5.636.781
<b>Total</b>	<b>11.516.276</b>	<b>2.218.385</b>	<b>13.734.661</b>

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 16 – Equipes para execução das Tarefas Comerciais**

Tarefa	Número de Equipes
Ligação Provisória	
Religação normal de energia	
Religação urgente de energia	
Corte de energia	
Substituição de Medidor para aferição	
Substituição de Medidor para aumento de carga	63
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	81

#### 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	315.663	400	40	1.343.471
Rurais	Mensal	149.666	111	68	2.378.720
Rurais	Plurimensal	23.973	111	11	127.005
<b>TOTAL</b>				<b>40</b>	<b>3.849.197</b>

**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	315.663	320	50	2.453.679
<b>TOTAL</b>				<b>50</b>	<b>2.453.679</b>

##### IV.3.2.2 ENTREGA DE FATURAS

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

**Tabela 19 – Entrega de Faturas**

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	631.325	436	37	1.905.738
Rurais	Mensal	149.666	114	66	2.606.834
Rurais	Plurimensal	23.973	114	11	179.140
<b>TOTAL</b>				<b>37</b>	<b>4.691.712</b>

#### 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	631.325	300	11	379.857
Rurais	Mensal	173.639	51	18	598.290
<b>TOTAL</b>				<b>29</b>	<b>978.147</b>

#### 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	315.663	0,2	63.133
Rurais	Mensal	149.666	0,2	29.933
Rurais	Plurimensal	23.973	0,2	4.795
<b>TOTAL</b>				<b>97.860</b>

#### 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	63.133	0,04	2.525
Rurais	Mensal	17.364	0,04	695
<b>TOTAL</b>				<b>3.220</b>

#### IV.3.2.6 COBRANÇA DE FATURAS

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

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 23 – Cobrança de Faturas**

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	631.325	1,00	7.575.900
Rurais	Mensal	149.666	1,00	1.795.992
Rurais	Plurimensal	23.973	1,00	287.676
<b>TOTAL</b>				<b>9.659.568</b>

#### 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	4.694.947	3.071.707	7.766.655

#### 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.

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 25 – Dados de entrada de perdas não técnicas**

Premissas	
Período da Revisão Tarifária (anos)	4
Energia "agregada" após regularização (%)	65%
Efetividade inspeção (%)	30%
Consumo Médio Baixa Tensão (MWh/ano)	1,45
Produtividade Diária-Equipe de Regularização	7,00
Produtividade Diária-Equipe de Inspeção	12,00

Mercado Realizado	
Mercado Cativo (MWh)	2.310.444,95
Mercado Livre (MWh)	193.837,72
Mercado BT (MWh)	1.296.789,26
Perdas Não-Técnicas (MWh)	428.701,01
Perdas Técnicas (MWh)	269.743,43

Evolução Anual do Mercado	Ano Teste	jun/10	jun/11	jun/12	jun/13
Mercado Cativo (MWh)	2.394.942,00	2.539.285,58	2.604.204,07	2.705.371,50	
Mercado Livre (MWh)	151.971,00	161.130,32	165.249,72	171.669,30	
Mercado BT (MWh)	1.360.997,00	1.435.750,63	1.481.537,10	1.550.756,52	

Perdas Não-Técnicas desejadas sobre Mercado BT (%)	19,84%
Crescimento Esperado de Perdas sobre Mercado BT (%)	2,00%
Ano do ciclo tarifário	0,00%

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

**Tabela 26 – Custos com Combate às Perdas Não Técnicas**

RESUMO GERAL DE CUSTOS	Pessoal (R\$/ano)	Materiais, Serviços e Outros (R\$/ano)	Total
Gerenciamento de Perdas (Estrutura Central)	1.638.935	143.390	1.782.324
Previsão para combate a novas fraudes	4.212.976	892.883	5.105.859
Custo do Combate às fraudes existentes	4.102.108	869.386	4.971.494
<b>Total (R\$)</b>	<b>9.954.018,82</b>	<b>1.905.658,32</b>	<b>11.859.677,14</b>



(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### **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.

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 27 – Custos Totais das Tarefas de O&M**

INSTALAÇÕES	FAIXA DE TENSÃO	URBANOS (R\$)	RURALS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
REDES	BT <1 kV	2.015.960	3.525.041	5.541.001	20,01%
	1 kV >= MT > 69 kV	3.874.250	6.269.583	10.143.833	36,64%
	69 kV >= AT > 230 kV	85.766	599.508	685.273	2,48%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
LINHA VIVA	1 kV >= MT > 69 kV	327.386	610.923	938.310	3,39%
	69 kV >= AT > 230 kV	4.465	27.408	31.873	0,12%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
EQUIPAMENTOS INSTALADOS NAS REDES	MT	85.557	179.179	264.736	0,96%
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	Maior nível de tensão < 69 kV	0	0	0	0,00%
	Maior nível de tensão = 69 kV	1.249.496	1.560.106	2.809.602	10,15%
	Maior nível de tensão < 230 kV	0	0	0	0,00%
	Maior nível de tensão = 230 kV	0	0	0	0,00%
	Móvel	0	0	0	0,00%
ILUMINAÇÃO	BT <1 kV	3.608.025	2.279.793	5.887.818	21,27%
MEDIÇÃO	Todos	1.038.580	345.782	1.384.362	5,00%
<b>TOTAL (R\$)</b>		<b>12.289.485</b>	<b>15.397.323</b>	<b>27.686.808</b>	<b>100%</b>

#### IV.5. CUSTOS ADICIONAIS

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

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

(Fls. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 28: Resultados dos Custos Adicionais**

Descrição	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
Processos e Atividades Comerciais	958.156	566.431	1.524.588
Processos e Atividades de O&M	270.490	215.649	486.139
Seguros	-	647.471	647.471
Tributos	-	289.050	289.050
Receita - Serviços taxados	(1.282.624)	-	(1.282.624)
Exame Periódico	238.650	-	238.650
Menor aprendiz	211.415	-	211.415
Lavagem de uniforme	-	30.624	30.624
Consumo próprio	-	1.105.360	1.105.360
Engenharia e supervisão de obras	533.101	-	533.101
Ganhos de Holding	(1.997.105)	(91.909)	(2.089.014)
Publicações Legais	-	600.000	600.000
Laudo de Avaliação	65.250	-	65.250
Campanha de Medidas	92.774	-	92.774
<b>Custos Totais</b>	<b>(909.893)</b>	<b>3.362.676</b>	<b>2.452.784</b>

#### 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. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

**Tabela 29 – Custos com Sistemas de Informática**

SISTEMA	Investimento Hardware/Software (R\$)	Vida útil Hardware (anos)	Vida útil Software (anos)	Custo Mensal de Capital (R\$)	Custo Mensal de Manutenção (R\$)	Custo Anual (R\$)
Gestão Operacional	1.668.000	10	10	24.381	20.850	542.767
SCADA	3.500.000	10	10	51.158	43.750	1.138.900
GIS	1.100.000	10	10	16.078	13.750	357.940
Gestão Comercial	12.000.000	10	10	175.400	150.000	3.904.800
Teletendimento	4.260.000	10	10	62.267	53.250	1.386.204
Administrativo	12.200.000	10	10	178.323	152.500	3.969.880
Centrais	4.647.640	10	10	67.933	58.096	1.512.342
<b>TOTAL</b>						<b>12.812.833,26</b>

66. A seguir seguem os custos considerados para telecomunicações:

**Tabela 30 – Custos com Comunicações**

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

#### 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 FINANCEIRA, RH E ADM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
DIRETORIA COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
GERÊNCIAS REGIONAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	6
<b>QUANTIDADE TOTAL</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-	65

(Fls. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV.8. RESULTADOS FINAIS – dezembro-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 dezembro-08

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
<b>ADMINISTRATIVO</b>	41.995.853,68	19.793.847,68	61.789.701,36
ESTRUTURA CENTRAL	29.753.281,47	4.185.189,97	33.938.471,44
ESTRUTURA REGIONAL	12.242.572,21	1.803.657,97	14.046.230,18
SISTEMAS	0,00	13.804.999,75	13.804.999,75
<b>PROCESSOS DE O&amp;M</b>	15.762.830,42	12.566.948,58	28.329.779,00
<b>PROCESSOS COMERCIAIS</b>	33.501.975,35	19.805.281,42	53.307.256,77
TAREFAS COMERCIAIS	11.516.276,33	2.218.384,91	13.734.661,24
FATURAMENTO	8.975.667,57	12.752.920,52	21.728.588,08
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	8.315.084,12	1.762.268,79	10.077.352,91
TELEATENDIMENTO	4.694.947,34	3.071.707,20	7.766.654,53
<b>CUSTOS ADICIONAIS</b>	-909.892,58	3.362.676,10	2.452.783,53
ADMINISTRATIVO	-1.389.015,82	1.902.500,87	513.485,05
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	803.590,92	893.744,18	1.697.335,10
COMERCIAL	-324.467,67	566.431,05	241.963,38
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>	<b>90.350.766,87</b>	<b>55.528.753,78</b>	<b>145.879.520,66</b>

(Fls. 30 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV.9. RESULTADOS FINAIS – agosto-09

69. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para agosto-09 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 agosto-09**

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
<b>ADMINISTRATIVO</b>	43.358.311,80	19.439.089,28	62.797.401,08
ESTRUTURA CENTRAL	30.718.557,71	4.110.180,23	34.828.737,94
ESTRUTURA REGIONAL	12.639.754,09	1.771.331,62	14.411.085,71
SISTEMAS	0,00	13.557.577,43	13.557.577,43
<b>PROCESSOS DE O&amp;M</b>	16.274.218,92	12.341.715,43	28.615.934,34
<b>PROCESSOS COMERCIAIS</b>	34.588.869,28	19.450.318,09	54.039.187,37
TAREFAS COMERCIAIS	11.889.895,22	2.178.625,55	14.068.520,77
FATURAMENTO	9.266.862,30	12.524.354,26	21.791.216,55
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	8.584.847,75	1.730.684,25	10.315.531,99
TELEATENDIMENTO	4.847.264,02	3.016.654,03	7.863.918,05
<b>CUSTOS ADICIONAIS</b>	-939.411,93	3.302.408,00	2.362.996,07
ADMINISTRATIVO	-1.434.079,22	1.868.403,00	434.323,77
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	829.661,56	877.725,91	1.707.387,47
COMERCIAL	-334.994,27	556.279,10	221.284,82
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>	<b>93.281.988,07</b>	<b>54.533.530,79</b>	<b>147.815.518,86</b>

#### V. CONCLUSÕES

70. A planilhas de cálculo dos custos operacionais aplicado ao contrato de concessão da CEAL encontram-se no arquivo "Modelo ER – CEAL.rar".

71. Do exposto, os custos operacionais projetados para agosto-09, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da CEAL equivalem ao valor de R\$ 147.815.518,86.

**APÊNDICE I**  
**DADOS DE ATIVOS FÍSICOS**

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	QUANTIDADE
	RURAL	URBANO

Pontos de Iluminação		
Quantidade de pontos de iluminação	65.903,00	125.667,00

Medição		
Quantidade de Medidores de Fronteira	18,00	4,00
Quantidade de Medidores de Consumidores		
Monofásicos	156.306,00	559.089,00
Bifásicos	2.663,00	585,00
Trifásicos	5.532,00	64.853,00

Redes		
<i>Baixa Tensão - Rede Aérea Nua</i>		
Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	9.162,85	3.067,74
Trifásicas	4.075,74	3.067,74
Bifásicas	2.634,87	0,00
Monofásicas	2.452,24	0,00
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	1.906,64	2.535,33
Trifásicas	1.264,50	2.535,33
Bifásicas	161,54	0,00
Monofásicas	480,60	0,00
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	107.724,00	80.660,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	107.724,00	80.660,00
Rede Monofásica	22.601,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	85.123,00	80.660,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	37.680,00	65.008,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	37.680,00	65.008,00
Rede Monofásica	4.806,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	32.874,00	65.008,00
<i>Baixa Tensão - Rede Aérea Multiplexada</i>		
Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	0,00	0,00
Trifásicas	0,00	0,00
Bifásicas	0,00	0,00
Monofásicas	0,00	0,00
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	0,00	0,00
Trifásicas	0,00	0,00
Bifásicas	0,00	0,00
Monofásicas	0,00	0,00
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00



(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes (compartilhado com MT)</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
<b><i>Baixa Tensão - Rede Subterrânea</i></b>		
<b>Extensão Linhas Subterrâneas (km)</b>	0,00	0,00
<b>Câmara para postos de inspeção e passagem</b>	0,00	0,00
<b><i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Nua</i></b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	5.205,19	2.972,38
Circuito Simples	5.194,32	2.949,96
Circuito Duplo ou Maior	10,87	22,42
<b>Quantidade de Postes</b>	51.330,00	67.666,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	51.330,00	67.666,00
<i>Circuito Simples</i>	51.179,00	67.076,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	151,00	590,00
<b>Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)</b>	238,32	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	5.483,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	5.483,00	0,00
<b>Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)</b>	1.462,39	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	14.021,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	14.021,00	0,00
<b><i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Multiplexada</i></b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	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
<b>Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b>Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b><i>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Compacta</i></b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo	0,00	0,00

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

<b>Quantidade de Postes</b>	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
<b>Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Subterrânea</b>		
<b>Extensão Linhas Subterrâneas (km)</b>	0,00	6,00
<b>Câmara para postos de inspeção e passagem</b>	0,00	84,00
<b>Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Nua</b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	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
<b>Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b>Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b>Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Multiplexada</b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	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
<b>Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b>Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<b>Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Compacta</b>		
<b>Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)</b>	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
<b>Quantidade de Postes</b>	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
<b>Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Subterrânea</b>		
<b>Extensão Linhas Subterrâneas (km)</b>	0,00	0,00

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
<b>Alta Tensão de 69 kV - Rede Aérea Nua</b>		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	1.325,00	323,00
Circuito Simples	1.124,00	83,00
Circuito Duplo ou Maior	201,00	240,00
Quantidade de Postes	5.545,00	662,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	5.545,00	662,00
<i>Circuito Simples</i>	5.017,00	267,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	528,00	395,00
Quantidade de Estruturas de Aço	288,00	0,00
Circuito Simples	12,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	276,00	0,00
<b>Alta Tensão de 69 kV - Rede Subterrânea</b>		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
<b>Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Aérea Nua</b>		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes de Concreto	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
<b>Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Subterrânea</b>		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
<b>Ultra Alta Tensão igual a 230 kV - Rede Aérea Nua</b>		
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

<b>Equipamentos de Redes</b>		
<b>Média Tensão de 1 kV até 25 kV</b>		
Quantidade de Transformadores Aéreos	17.261,00	10.096,00
Monofásico	7.189,00	0,00
Bifásico	4.396,00	0,00
Trifásico	5.676,00	10.096,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	692,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	692,00
Quantidade de Chaves	6.407,00	5.299,00
Fusível (Monofásica)	6.102,00	5.047,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	305,00	252,00
SF6	0,00	0,00

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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	27,00	7,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	0,00	32,00
<b>Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV</b>		
Quantidade de Transformadores Aéreos	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Chaves	0,00	0,00
Fusível (Monofásica)	0,00	0,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	0,00	0,00
SF6	0,00	0,00
Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	0,00	0,00
Quantidade de Religadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	0,00	0,00

<b>Subestações Transformadoras de Energia</b>		
<b>Aberta com maior nível de tensão abaixo de 69 kV</b>		
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
<b>Aberta com maior nível de tensão igual a 69 kV</b>		
Quantidade de Subestações	24,00	14,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	207,00	175,00
Quantidade de Transformadores	38,00	35,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	38,00	35,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	359,00	281,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	496,00	451,00

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

Quantidade de Disjuntores de 69 kV	61,00	57,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	122,00	115,00
Quantidade de Alimentadores	97,00	84,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	15,00	3,00
Quantidade de TPs	118,00	93,00
Quantidade de TCs	549,00	516,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	34,00	41,00
Células Capacitivas	995,00	873,00
<b>Aberta com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV</b>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
138 - 69	0,00	0,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
<b>Aberta com maior nível de tensão igual a 230 kV</b>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

<i>Subestações Telecomandadas</i>	0,00	0,00
<i>Subestações Móveis</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	
Quantidade de Transformadores	0,00	
Quantidade de Chaves Seccionadoras	0,00	
Quantidade de Disjuntores	0,00	
Quantidade de TPs	0,00	
Quantidade de TCs	0,00	

<b>Subestações Transformadoras de Energia - ABRIGADAS</b>		
<i>Abrigada com maior nível de tensão abaixo de 69 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras 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
<i>Abrigada com maior nível de tensão igual a 69 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
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
<i>Abrigada com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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



**APÊNDICE II**  
**DADOS DE CONSUMIDORES**

<b>CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO URBANO</b>								
<b>Classe de Consumo</b>	<b>A1-UAT</b>	<b>A2-AT</b>	<b>A3-AT</b>	<b>A3a-MT</b>	<b>A4-MT</b>	<b>AS-BT</b>	<b>B-BT</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Residencial</b>	-	-	-	-	8	-	575.657	575.665
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	533.053	533.053
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	72	72
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	8	-	42.532	42.540
<b>Industrial</b>	-	-	7	-	194	-	1.972	2.173
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	324	324
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	3	3
<b>Trifásico</b>	-	-	7	-	194	-	1.645	1.846
<b>Comercial</b>	-	-	-	-	675	-	43.817	44.492
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	27.587	27.587
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	20	20
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	675	-	16.210	16.885
<b>Rural</b>	-	-	3	-	58	-	2.731	2.792
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	1.249	1.249
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	477	477
<b>Trifásico</b>	-	-	3	-	58	-	1.005	1.066
<b>Poder Público</b>	-	-	-	-	265	-	5.183	5.448
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	2.522	2.522
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	14	14
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	265	-	2.647	2.912
<b>Iluminação Pública</b>	-	-	-	-	-	-	94	94
<b>Serviço Público</b>	-	-	-	-	189	-	333	522
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	63	63
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	2	2
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	189	-	268	457
<b>Consumo Próprio</b>	-	-	-	-	7	-	132	139
<b>Total</b>	-	-	10	-	1.396	-	629.919	631.325

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO RURAL								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
<b>Residencial</b>	-	-	1	-	-	-	159.671	159.672
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	158.335	158.335
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	79	79
<b>Trifásico</b>	-	-	1	-	-	-	1.257	1.258
<b>Industrial</b>	-	-	3	-	59	-	409	471
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	117	117
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	5	5
<b>Trifásico</b>	-	-	3	-	59	-	287	349
<b>Comercial</b>	-	-	1	-	35	-	3.624	3.660
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	2.809	2.809
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	20	20
<b>Trifásico</b>	-	-	1	-	35	-	795	831
<b>Rural</b>	-	-	5	-	201	-	6.650	6.856
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	1.704	1.704
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	2.528	2.528
<b>Trifásico</b>	-	-	5	-	201	-	2.418	2.624
<b>Poder Público</b>	-	-	-	-	10	-	2.639	2.649
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	2.251	2.251
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	28	28
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	10	-	360	370
<b>Iluminação Pública</b>	-	-	-	-	-	-	8	8
<b>Serviço Público</b>	-	-	-	-	30	-	292	322
<b>Monofásico</b>	-	-	-	-	-	-	98	98
<b>Bifásico</b>	-	-	-	-	-	-	9	9
<b>Trifásico</b>	-	-	-	-	30	-	185	215
<b>Consumo Próprio</b>	-	-	-	-	-	-	1	1
<b>Total</b>	-	-	10	-	335	-	173.294	173.639

# **ANEXO II**

**Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL**  
Brasília, 19 de agosto de 2009

## **DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DEFINITIVA**

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

## ANEXO II – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL

Em 19 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004343/2006-99

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

### I. DO OBJETIVO

Considerando a etapa final para o processo de revisão tarifária periódica da CEAL, apresenta-se neste anexo os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração definitiva, aprovada pela SFF, conforme consta do Memorando nº 1.179/2009-SFF/ANEEL, de 4 de agosto de 2009.

### II. DA ANÁLISE

2. A Base de Remuneração definitiva, a preços de 31 de julho de 2009, foi estimada conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, é de **R\$ 856.668.416,55**;
- b) A Base de Remuneração Líquida, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 380.885.398,69**;
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 223.948.399,68**;
- d) A Taxa de Depreciação média é de **4,51%**; e
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 38.635.745,59**.

3. Com relação ao Programa Luz Para Todos, os valores que integram a base bruta / líquida são os abaixo especificados:

- a) Recurso Próprio: **R\$ 22.581.724,94 / R\$ 20.551.925,12**;

(Fls. 3 do Anexo II – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

- b) CDE: R\$ 102.353.363,22 / R\$ 93.153.143,17; e  
c) RGR: R\$ 25.588.421,16 / R\$ 23.288.358,93.

### Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valor (R\$)
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.156.198.826,92
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.694.330,07
(3) Obrigações Especiais	223.948.399,68
(4) Bens Totalmente Depreciados	64.887.680,63
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>856.668.416,55</b>
(6) Depreciação Acumulada	547.634.151,37
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	608.564.675,55
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	10.654.410,02
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	597.910.265,53
(10) Almojarifado em Operação	3.371.103,66
(11) Ativo Diferido	-
(12) Terrenos e Servidões	3.552.429,18
<b>(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)</b>	<b>380.885.398,69</b>
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	25.588.421,16
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	2.300.062,24
<b>(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT</b>	<b>23.288.358,93</b>
(17) Taxa de Depreciação	4,51%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (5)	38.635.745,59

# **ANEXO III**

**Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 19 de agosto de 2009**

## **METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X**

Em 19 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004343/2006-99

Assunto: Metodologia e cálculo do Fator X da CEAL.

## I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da CEAL 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

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



(Fls. 2 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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 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<sub>i</sub>*: remuneração bruta de capital no ano *i*;

*D<sub>i</sub>*: Quota de Reintegração Regulatória;

*P<sub>0</sub>*: tarifa média em R\$/MWh no ano-teste;

*Q<sub>i</sub>*: volume total de energia em MWh no ano *i*.

*r<sub>WACC</sub>*: 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.

(Fls. 3 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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.

##### 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.

(Fls. 4 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

16. O detalhamento da metodologia utilizada pela ANEEL é descrito na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL, de 25 de setembro 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.

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, quando do cálculo da Base de Remuneração Regulatória.

(Fls. 5 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### 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.

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 Xe, para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado e deverão ser aqueles propostos pela concessionária, devendo ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

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

(Fls. 6 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

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 ( $\Delta X$ ):

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

onde:

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

$X_1$ : X recalculado.

33. Uma vez calculado o  $\Delta X$ , 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:

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

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

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.

(Fls. 7 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### 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)<sup>1</sup>

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  $X_e$ , 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  $X_e$  para os anos em que serão realizados os reajustes tarifários anuais.

39. Diante das análises apresentadas, o componente  $X_e$  da CEAL referente à segunda revisão tarifária periódica é de 1,01%. O Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X é apresentado na tabela seguinte.

---

<sup>1</sup> 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.

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

(Fls. 8 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

### I. FLUXO DE RECEITAS

Fator X		1,01%			
TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	97,38	96,40	95,43	94,47	
Industrial	97,38	96,40	95,43	94,47	
Comercial	97,38	96,40	95,43	94,47	
Rural	97,38	96,40	95,43	94,47	
Demais	97,38	96,40	95,43	94,47	
MERCADO (MWh)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	869.417	929.580	976.286	1.040.574	
Industrial	616.561	613.477	619.182	632.291	
Comercial	489.549	525.025	541.065	563.806	
Rural	166.282	193.290	198.366	205.477	
Demais	414.927	459.573	471.039	487.091	
<b>Total</b>	<b>2.556.736</b>	<b>2.720.946</b>	<b>2.805.939</b>	<b>2.929.238</b>	
RECEITA (R\$)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	84.665.087	89.612.188	93.166.942	98.301.889	
Industrial	60.041.603	59.139.671	59.088.529	59.731.808	
Comercial	47.672.991	50.612.821	51.633.849	53.262.167	
Rural	16.192.782	18.633.316	18.930.090	19.411.146	
Demais	40.406.192	44.303.236	44.951.246	46.014.965	
<b>Total da Receita</b>	<b>248.978.655</b>	<b>262.301.232</b>	<b>267.770.656</b>	<b>276.721.976</b>	

### II. CUSTOS OPERACIONAIS

CONSUMIDORES		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Número de Unidades Consumidoras		828.942	866.047	903.153	940.258
CUSTOS OPERACIONAIS		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Custos de O&M	Pessoal	25.951.708	27.113.363	28.275.017	29.436.672
	Material e Serviços	14.459.373	15.388.045	15.868.718	16.566.023
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	25.669.027	26.818.028	27.967.029	29.116.031
	Material e Serviços	18.275.913	19.093.982	19.912.052	20.730.121
Custos de Administração	Pessoal	41.661.252	41.661.252	41.661.252	41.661.252
	Material e Serviços	21.798.244	21.798.244	21.798.244	21.798.244
<b>TOTAL</b>		<b>147.815.519</b>	<b>151.872.915</b>	<b>155.482.314</b>	<b>159.308.344</b>

### III. INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Total Considerado	53.310.075	53.310.075	53.310.075	53.310.075	
Total Projetado					

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



(Fls. 9 do Anexo III – Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL, de 19/08/2009).

#### IV. FLUXO DE DESPESAS

BASE DE REMUNERAÇÃO		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Capital de Giro	12.448.933	12.448.933	13.115.062	13.388.533	13.836.099
2. AIS Bruto de Distribuição	1.119.916.076	1.173.226.151	1.226.536.226	1.279.846.301	1.333.156.376
3. Bens Totalmente Depreciados	64.887.681	64.887.681	64.887.681	64.887.681	64.887.681
4. Depreciação Acumulada	(545.334.089)	(592.915.870)	(642.901.935)	(695.292.284)	(750.086.918)
4.1. Depreciação no ano		(47.581.781)	(49.986.065)	(52.390.349)	(54.794.634)
5. Saldo Bruto das Obrigações Especiais	(223.948.400)	(223.948.400)	(223.948.400)	(223.948.400)	(223.948.400)
5.1. Amortização no ano		10.100.073	10.100.073	10.100.073	10.100.073
5.2. Amortização acumulada		10.100.073	20.200.146	30.300.218	40.400.291
5.3. Saldo líquido das obrigações especiais	(223.948.400)	(213.848.327)	(203.748.254)	(193.648.181)	(183.548.108)
6. Terrenos e Servidões	3.552.429	3.552.429	3.552.429	3.552.429	3.552.429
7. Almojarifado e Ativo Diferido	3.371.104	3.371.104	3.371.104	3.371.104	3.371.104
8. Base de Remuneração Líquida	370.006.052	385.834.420	399.924.631	411.217.901	420.280.981
9. AIS Bruto de Distribuição - RGR/PLPT	25.588.421	25.588.421	25.588.421	25.588.421	25.588.421
9.1. Depreciação acumulada	(2.300.062)	(3.454.100)	(4.608.138)	(5.762.176)	(6.916.213)
9.2. Depreciação no ano		(1.154.038)	(1.154.038)	(1.154.038)	(1.154.038)
10. Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	23.288.359	22.134.321	20.980.283	19.826.246	18.672.208
11. Base de Remuneração Líquida Total	393.294.411	407.968.741	420.904.915	431.044.147	438.953.189

FLUXO DE DESPESAS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Custos Operacionais	147.815.519	151.872.915	155.482.314	159.308.344
2. Receitas Irrecuperáveis	7.051.950	7.429.292	7.584.205	7.837.738
3. Quota de Reintegração Regulatória	38.635.746	41.040.030	43.444.314	45.848.599
4. Remuneração Bruta do Capital	55.781.215	58.167.462	60.291.668	61.994.214
5. Remuneração do Capital - RGR/PLPT	1.564.978	1.487.426	1.409.875	1.332.324
<b>Total da Parcela B</b>	<b>250.849.407</b>	<b>259.997.125</b>	<b>268.212.376</b>	<b>276.321.218</b>

VPL do Fluxo de Receita	834.225.757
VPL do Fluxo de Despesa	834.079.365
Diferença	146.392,41
<b>Fator X</b>	<b>1,01%</b>

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

# ANEXO IV

Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL  
Brasília, 19 de agosto de 2009

## APURAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

Nota Técnica nº 0049/2009-SRD/ANEEL

Em 13 de maio de 2009.

Processo nº: 48500.004343/2006-99.

Assunto: Determinação do montante de perdas na distribuição da Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

## I. DO OBJETIVO

Apresentar a avaliação das perdas na distribuição da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, relativo ao período base de janeiro a dezembro de 2008.

## II. DOS FATOS

2. Em 15 de dezembro de 2008, com objetivo de obter as informações para o cálculo das perdas na distribuição da CEAL, foi enviado à concessionária o Ofício n.º 0403/2008-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento dos dados necessários para a realização do cálculo de perdas na distribuição.

3. A CEAL enviou os dados para o cálculo das perdas na distribuição através da correspondência CE nº 004/DR/2009, datada de 27 de janeiro de 2009. Após análise das informações fornecidas pela distribuidora, a SRD solicitou, através do Ofício nº 049/2009-SRD/ANEEL, que fossem corrigidas algumas inconsistências detectadas.

4. No prazo estabelecido, a CEAL enviou os dados retificados através da correspondência CE nº 016/DR/2009, datada de 27 de fevereiro de 2009. A SRD encaminhou o Memorando nº 0097/2009-SRD/ANEEL à SRE em 6 de março de 2009, com o resultado preliminar das perdas técnicas regulatórias da CEAL.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

5. A CEAL enviou a carta CE nº 022/DR/2009, apresentando a “Manifestação da Companhia Energética de Alagoas – CEAL à proposta preliminar de Revisão Tarifária Periódica apresentada pela ANEEL”, com algumas considerações sobre os dados de perdas técnicas. A presente Nota Técnica apresenta os resultados da avaliação das perdas na distribuição da CEAL após correções enviadas na manifestação da distribuidora.

### III. DA ANÁLISE

#### III.I. Dos procedimentos de cálculo

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

7. Na seção III.III são apresentados os resultados da aplicação desta metodologia no sistema da CEAL, incluindo a performance dos segmentos de rede e grupos de transformação da empresa. São apresentados também os indicadores de perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica.

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

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

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

10. Os cálculos foram realizados com base nas informações prestadas pela distribuidora para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

#### *a) Rede A3*

- As perdas técnicas nas redes de distribuição nos níveis de tensão correspondente ao subgrupo A3 foram avaliadas a partir dos valores declarados pela distribuidora.

#### *b) Redes A4 e BT*

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

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

#### *c) Transformadores*

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

#### *d) Ramais e Medidores*

- Foi levada em consideração a diversidade da potência máxima de cada unidade consumidora com relação ao valor de ponta a montante dos ramais de ligação;
- Foi adotada uma perda por bobina de tensão dos equipamentos de medição das unidades consumidoras do grupo B de 1,2 W e 0,7 W para os equipamentos eletromecânicos e eletrônicos respectivamente.

#### *e) Fatores de Carga e de Perdas – Balanço Energético*

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

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

### III.II. – Do Resumo dos Dados da Distribuidora

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

#### *Resumo do Cálculo de Perda Técnica Regulatória - CPTR*

##### **Distribuidora**

Identificação: CEAL

##### **Unidades Consumidoras**

Número de Unidades Consumidoras do Grupo B: 804.213

##### **Transformadores**

Número de Transformadores: 28.122

Potência Instalada Total em Transformadores (MVA): 1.960,899

Potência Utilizada Total Média em Transformadores (MVA): 1.363,165

##### **Reguladores**

Número de Reguladores: 52

Potência Instalada Total em Reguladores (MVA): 16,572

Potência Utilizada Total Média em Reguladores (MVA): 10,205

##### **Redes de Média Tensão**

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A4

Número de Redes de Média Tensão: 169

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 517,684

Número de Transformadores Trifásicos das Redes de Média Tensão: 13.231

Número de Transformadores Bifásicos das Redes de Média Tensão: 5.719

Número de Transformadores Monofásicos das Redes de Média Tensão: 9.099

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 28.049

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 26,892

Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 37,510

Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,473

Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 1,234

Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 10.883,930

#### **Redes de Baixa Tensão**

Número de Redes de Baixa Tensão: 28.049

Potência Instalada Total das Redes de Baixa Tensão (MVA): 1.264,899

Potência Máxima Utilizada Não Coincidente das Redes de Baixa Tensão (MVA): 806,008

Comprimento Médio do Tronco das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,185

Comprimento Médio do Ramal das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,416

Resistência Média do Tronco das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,148

Resistência Média do Ramal das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,490

Resistência Média das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,424

Comprimento Total Médio das Redes de Baixa Tensão (KM): 16.872,240

#### ***Análise dos Dados e Indicadores***

##### **Unidades Consumidoras**

Número Médio de Unidades Consumidoras por Rede de Baixa Tensão (consumidores/circuito): 28,672

##### **Transformadores**

Potência Instalada Média em Transformadores por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 2,438

##### **Redes de Baixa Tensão**

Potência Instalada Média por Rede de Baixa Tensão (KVA/circuito): 45,096

Potência Instalada Média das Redes de Baixa Tensão por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 1,573



Fl. 7 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

Comprimento Médio das Redes de Baixa Tensão (KM/circuito): 0,602

Tabela 1 – Resumo dos Dados CEAL para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

### III. III. – Dos resultados

12. Apresentamos a seguir as Tabelas 2, 3 e 4 e as Figuras 1 e 2 com os dados das perdas na rede de distribuição da CEAL para o período base de janeiro a dezembro de 2008. Ademais, na Figura 3 encontra-se o diagrama simplificado da rede de distribuição da CEAL, ilustrando os valores de perdas calculados.

Descrição	Montantes (MWh/ano)	% Sobre Energia Injetada
Energia Total Injetada	3.498.149,926	100,000%
Energia Total Fornecida	2.448.652,008	69,998%
Perdas na Distribuição	1.049.497,918	30,002%
Perdas Técnicas	294.624,837	8,422%
Perdas não-Técnicas	754.873,081	21,579%

Tabela 2 - Montantes de perdas da CEAL para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

	Energia Circulante	Perdas		
		Montante	% da Energia Circulante	% da Energia Total Injetada
		MWh	%	%
Rede A3	3.473.872,538	78.176,558	2,250%	2,235%
Rede A4	2.940.048,739	88.337,219	3,005%	2,525%
Rede B	1.832.061,271	27.163,193	1,483%	0,777%
Trafos A3/A4	2.934.647,928	18.876,577	0,643%	0,540%
Trafos A4/B	1.974.118,986	69.502,796	3,521%	1,987%
Ramais	1.276.084,000	2.580,848	0,202%	0,074%
Medidores	1.276.084,000	9.987,646	0,783%	0,286%
<b>TOTAL</b>				<b>8,422%</b>

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

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

	Energia Circulante MWh	Perdas			
		Origem	Montante	% da Energia Circulante	% da Energia Total Injetada
			MWh	%	%
Trafos A3/A4	2.934.647,928	Ferro	8.955,475	0,305%	0,256%
		Cobre	9.921,103	0,338%	0,284%
Trafos A4/B	1.974.118,986	Ferro	55.990,481	2,836%	1,601%
		Cobre	13.512,315	0,684%	0,386%

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

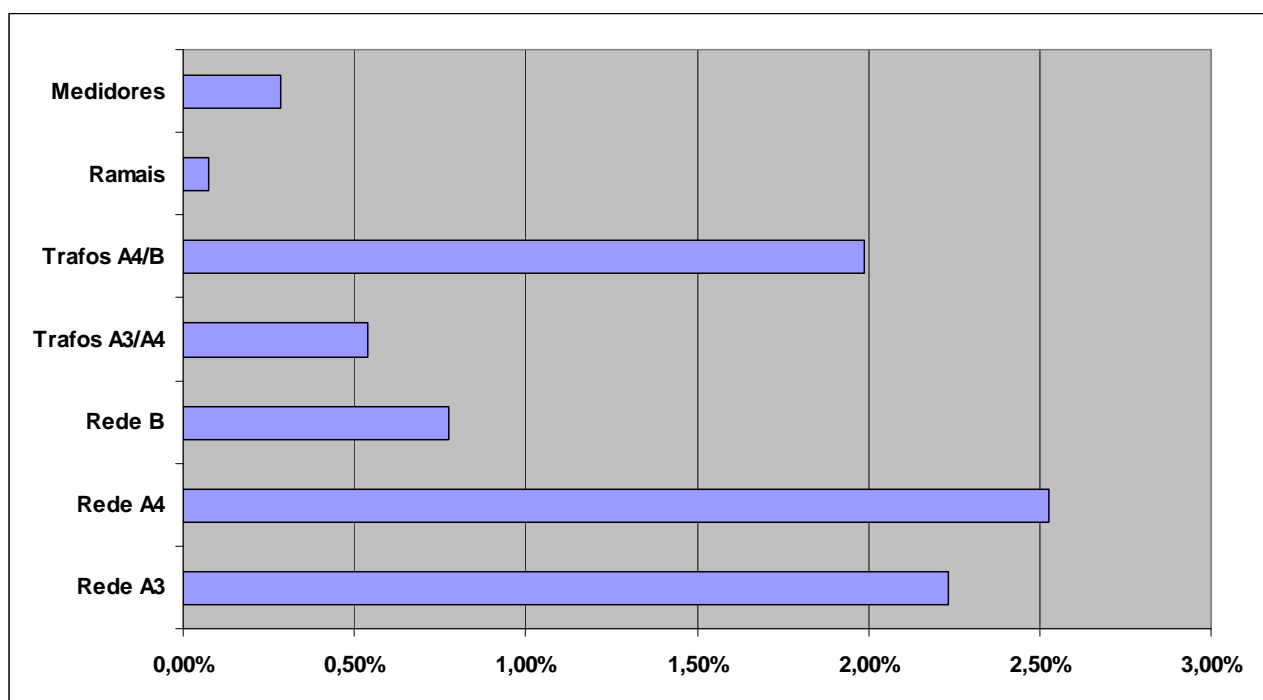


Figura 1- Percentual de perdas técnicas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

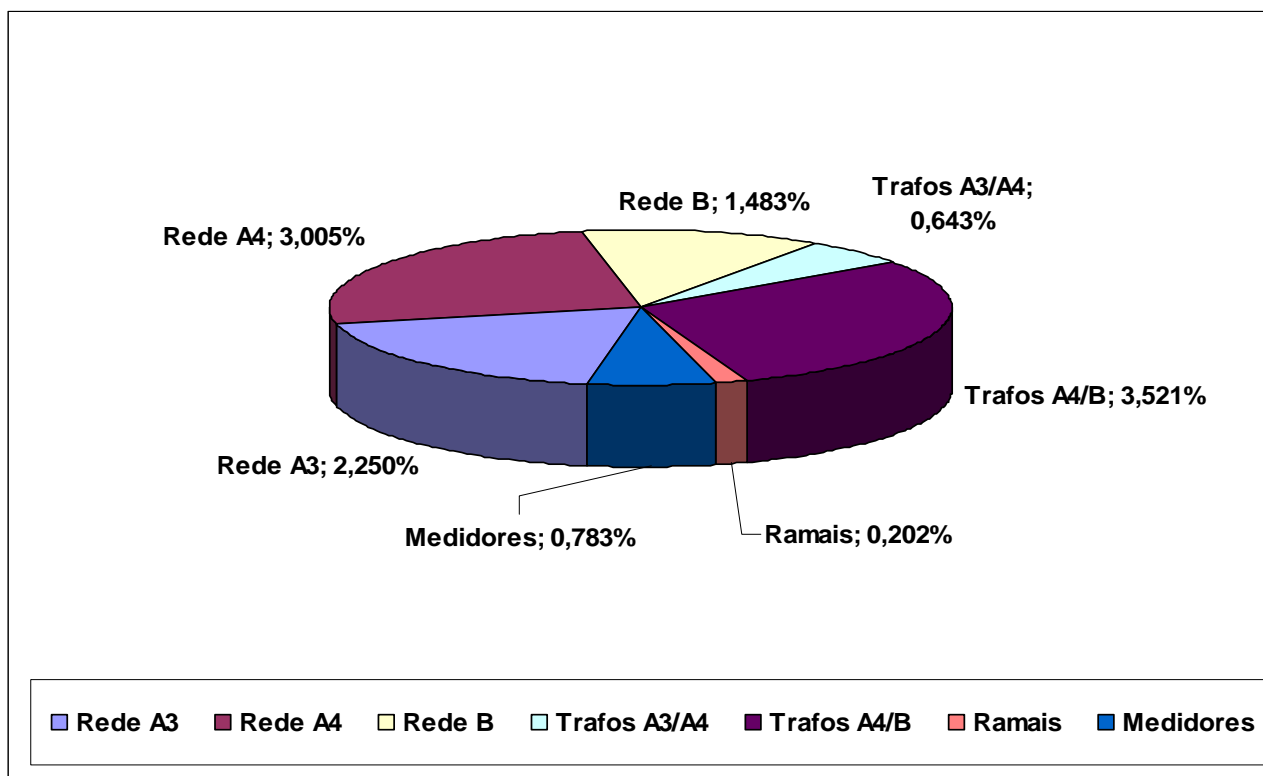


Figura 2 - Percentual de perdas técnicas por segmento em relação à energia injetada no nível.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

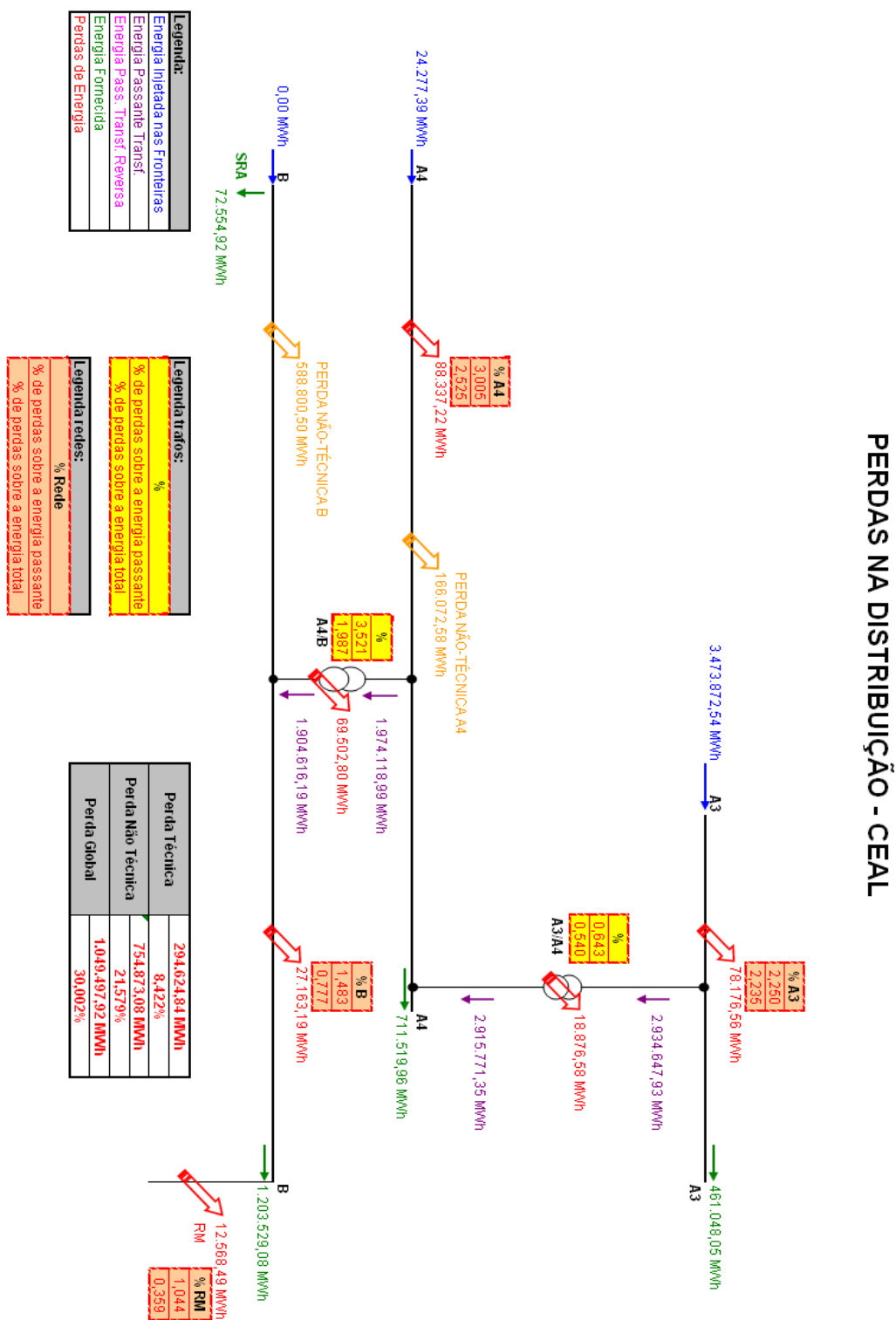


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da CEAL.

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

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

13. 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*”.

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

15. 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)

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

*“Art. 4.º À ANEEL compete:*

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

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

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

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

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0049/2009–SRD/ANEEL, de 13/05/2009

17. 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.

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

#### **V. DA CONCLUSÃO**

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

#### **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

20. Que a SRE, face às informações fornecidas pela distribuidora e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, os quais foram apresentados nesta Nota Técnica, adote os valores de perdas técnicas na distribuição no processo de revisão tarifária da CEAL.

**DAVI VIDAL RÔLA**  
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

**CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - Interino