



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA - SRE

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 22 de abril de 2009

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

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

RESULTADO FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Regulação Econômica
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8695
Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

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

Em 22 de abril de 2009.

Processo nº 48500.004335/2006-61

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

I. DO OBJETIVO

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

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

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

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

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

II. ANTECEDENTES

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

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

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

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

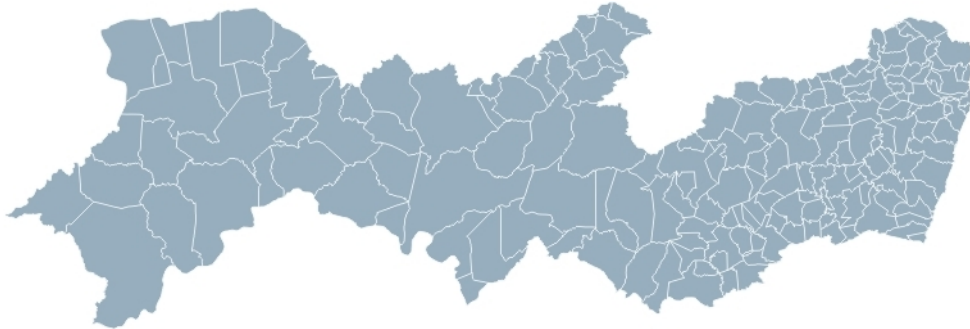


Figura 1 – Área de concessão da CELPE

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

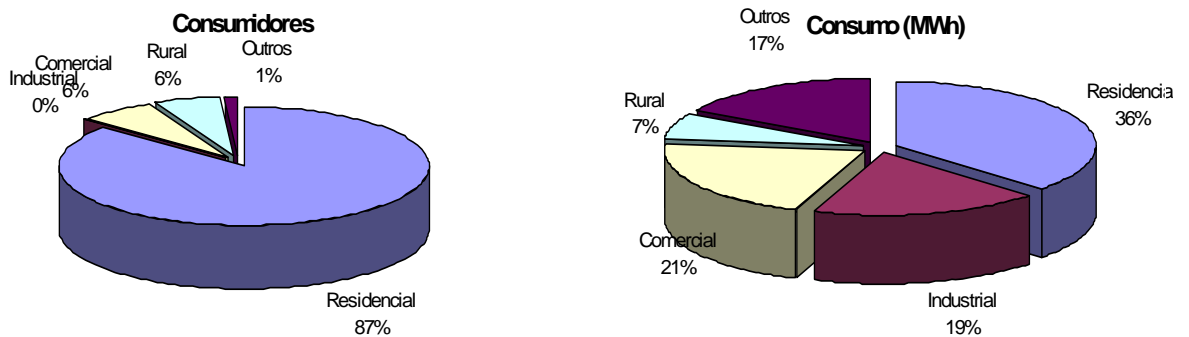


Figura 2: Mercado de Energia por Classe

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

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

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

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

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

Tabela 1: Composição da Receita de uma Distribuidora

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

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

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

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

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

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

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da CELPE (%)

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

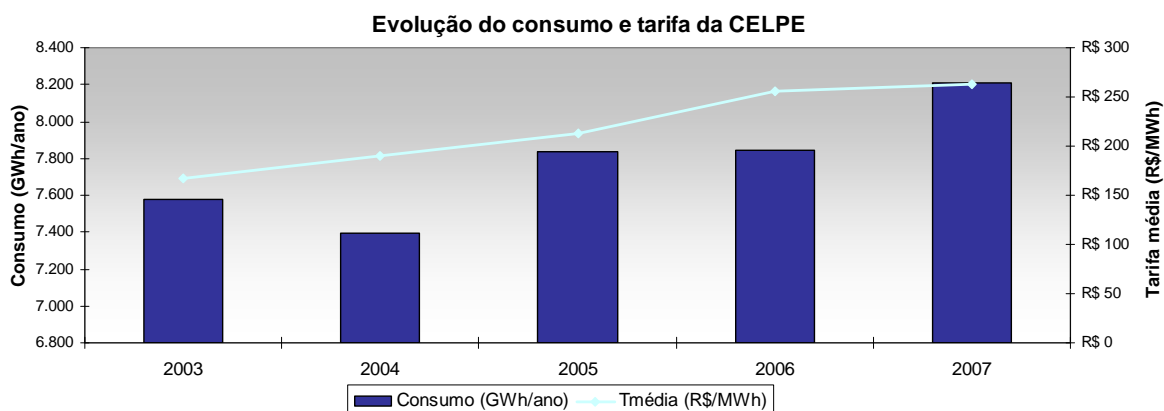


Figura 3: Evolução das Tarifas e Mercado da CELPE

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

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

III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

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

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

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

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

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

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

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

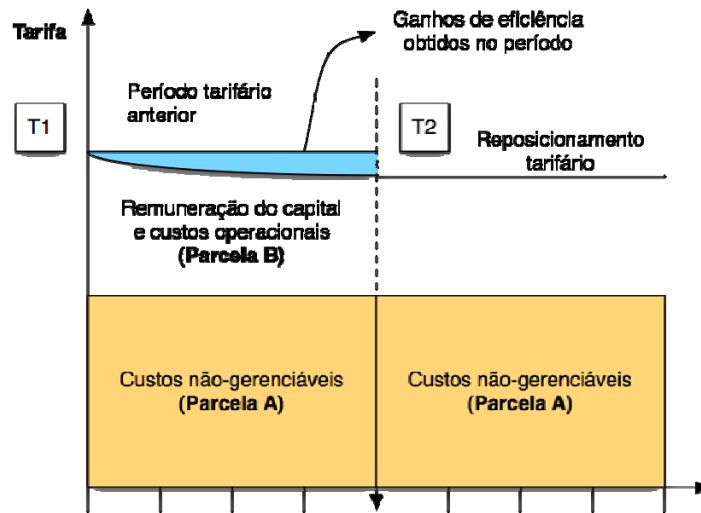


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

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

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

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

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

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

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

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

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

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

III.2.2 – O Fator X

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

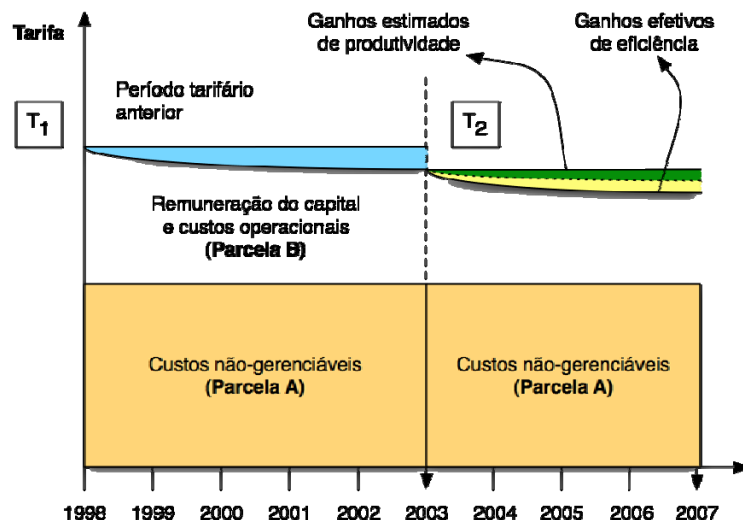


Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

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

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

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

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

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

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

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

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

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

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

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

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

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

III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

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

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

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

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

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

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

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

IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CELPE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

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

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

IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

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

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

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

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

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

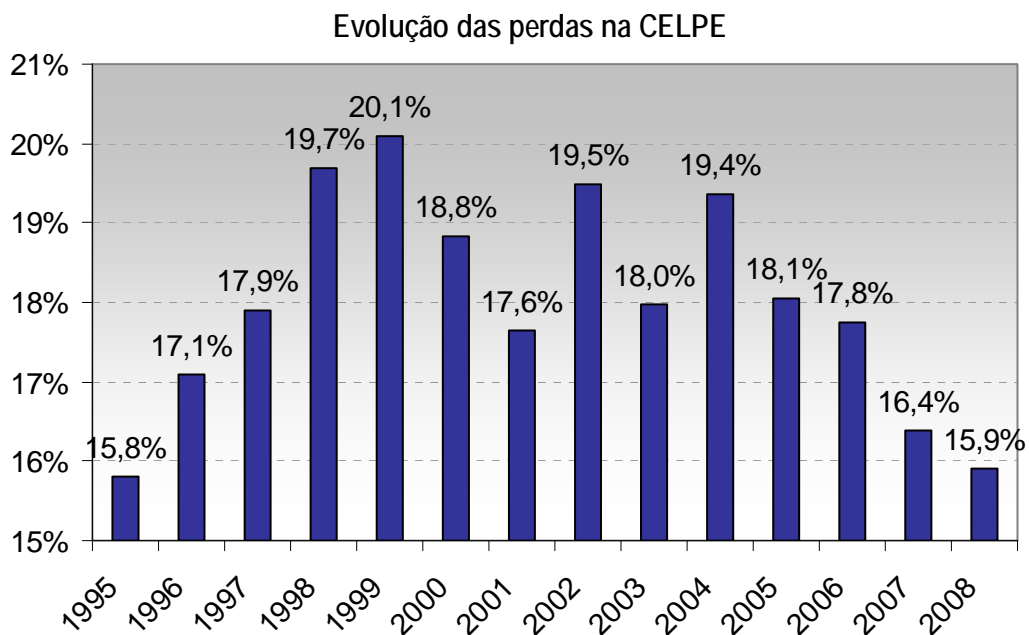


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da CELPE

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

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

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

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

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

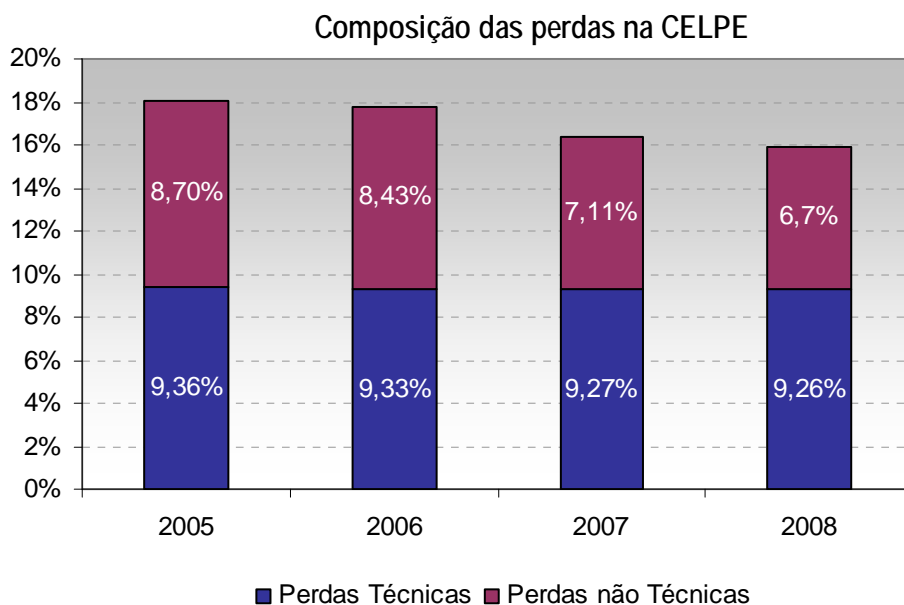


Figura 7: Composição das Perdas de Energia da CELPE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabela 3: Perdas técnicas da CELPE (%)

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

	Mercado	Perdas
Consumidores A1	174.581,09	276,12

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

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

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

56.

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

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

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

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

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

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

Tabela 4: Perdas Não Técnicas (%)¹

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

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

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

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

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

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

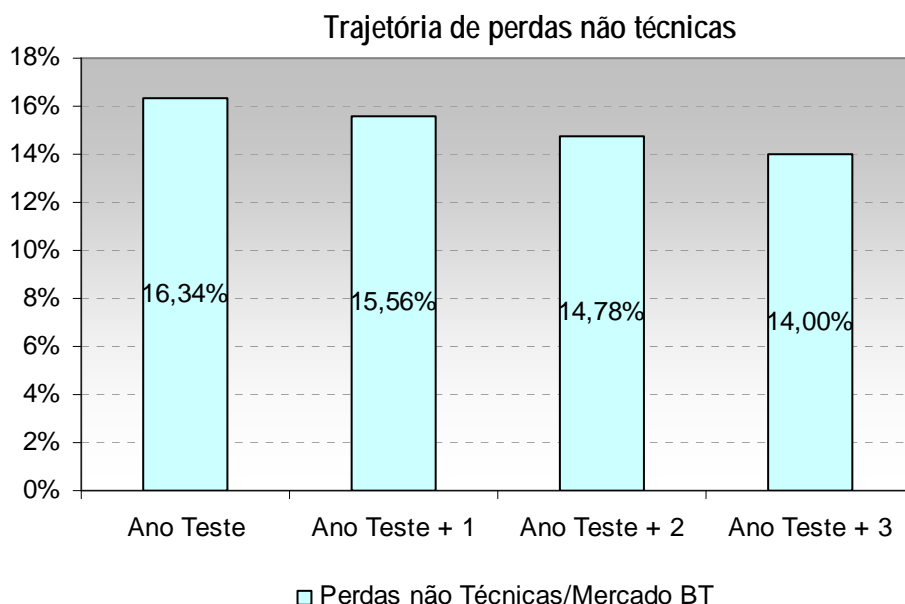


Figura 8: Trajetória de redução de perdas não técnicas

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

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

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

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

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

Tabela 5: Nível de Perdas para Cada Ano do Ciclo

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

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

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

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

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

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

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

Tabela 6: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

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

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

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

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

90. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC** foi criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia 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

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

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

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

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

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

99. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei 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. 25 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabela 10: Encargos Setoriais da CELPE

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

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

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

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

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

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

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

resolução homologatória da ANEEL. Esses contratos são regidos pela Resolução n.º 281, de 01 de outubro de 1999.

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

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

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

Tabela 11: Encargos de Transporte de Energia

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

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

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

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

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

Tabela 12: Valor Total da Parcela A (VPA)

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

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

128. O detalhamento dos critérios utilizados e os cálculos realizados são apresentados no **Anexo I** desta Nota Técnica e são apresentados sucintamente no item a seguir.

IV.2.1.2 – Custos por Área

129. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão. Os valores estão projetados para **abril/2009**.

Tabela 13: Custos Totais por Ano – Preços a abril de 2009

UNIDADE	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
1. ADMINISTRATIVO	R\$ 93.503.733,18	R\$ 42.499.519,44	R\$ 136.003.252,62
ESTRUTURA CENTRAL	R\$ 59.553.016,59	R\$ 9.641.868,84	R\$ 69.194.885,44
ESTRUTURA REGIONAL	R\$ 33.950.716,58	R\$ 4.900.163,08	R\$ 38.850.879,66
SISTEMAS	R\$ -	R\$ 27.957.487,52	R\$ 27.957.487,52
2. PROCESSOS DE O&M	R\$ 59.046.349,54	R\$ 43.884.948,89	R\$ 102.931.298,43
3. PROCESSOS COMERCIAIS	R\$ 95.254.202,26	R\$ 63.260.960,98	R\$ 158.515.163,24
TAREFAS COMERCIAIS	R\$ 38.417.889,77	R\$ 6.400.856,66	R\$ 44.818.746,43
FATURAMENTO	R\$ 29.191.135,07	R\$ 44.014.685,53	R\$ 73.205.820,61
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	R\$ 14.362.452,75	R\$ 3.022.708,92	R\$ 17.385.161,67
TELEATENDIMENTO	R\$ 13.282.724,67	R\$ 9.822.709,86	R\$ 23.105.434,53
4. CUSTOS ADICIONAIS	R\$ (1.609.693,55)	R\$ 17.521.909,27	R\$ 15.912.215,72
ADMINISTRATIVO	R\$ (1.735.226,50)	R\$ 7.849.145,80	R\$ 6.113.919,30
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	R\$ 2.970.514,72	R\$ 7.309.406,45	R\$ 10.279.921,16
COMERCIAL	R\$ (2.844.981,77)	R\$ 1.136.889,25	R\$ (1.708.092,52)
GERAÇÃO PRÓPRIA	R\$ -	R\$ 1.226.467,76	R\$ 1.226.467,76
CUSTOS TOTAIS POR ANO	R\$ 246.194.591,42	R\$ 167.167.338,58	R\$ 413.361.930,00

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

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Tabela 14: Quantidade de Pessoal

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL
Estrutura Central	Conselho	8	0,18%
	Presidencia	56	1,23%
	Ouvidoria	6	0,13%
	Diretoria de Assuntos Regulatórios	24	0,53%
	Diretoria Comercial	176	3,87%
	Diretoria Financeira e Controladoria	69	1,52%
	Diretoria Técnica	271	5,95%
	Diretoria de Recursos Humanos e	77	1,69%
Estrutura Regional	Gerências regionais	390	8,57%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	2.303	50,60%
	Processos e Atividades de O&M	1.171	25,73%
TOTAL		4.551	100%

IV.2.1.3 – Resultados Finais

131. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da CELPE, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da CELPE equivalem ao valor de **R\$ 413.361.930,00**.

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

133. Considerando uma receita igual a **R\$ 3.294.664.100,65**, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de **6,09%** e ICMS com alíquota de **22,03%**, chega-se ao valor de **R\$ 29.651.976,91**, a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições:

- i) a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros;
- ii) a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (**estrutura de capital**); e

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

134. Assim, a remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

Os itens a seguir detalham a metodologia e os valores obtidos na determinação da estrutura de capital e da taxa de retorno sobre o capital próprio e de terceiros.

IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital

A definição de uma **estrutura ótima de capital** baseia-se no pressuposto concreto de que as empresas estão permanentemente tentando reduzir o custo de financiamento de suas operações. Para tanto, buscam encontrar um ponto ideal de alavancagem financeira (participação de capital de terceiros no capital total), uma vez que o capital de terceiros custa menos que o capital próprio. O aumento do grau de alavancagem, no entanto, introduz o risco de falência.

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

A estrutura de capital afeta a taxa de retorno de diversas maneiras. Primeiro, entra diretamente na fórmula do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), determinando os pesos dos diversos custos de capital que comporão a taxa de retorno. Segundo, tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre capital próprio do projeto.

Além desses efeitos diretos, a estrutura de capital tem um efeito importante sobre o retorno sobre o capital total, devido ao tratamento diferenciado que recebem os juros de dívida e os juros pagos a título de remuneração do capital próprio, para efeito de abatimento no cálculo dos impostos sobre a renda. Se uma concessionária toma emprestado para financiar suas atividades, os juros pagos são abatidos diretamente do lucro da empresa.

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Primeiramente agrupa-se os cinco países em três grupos. O primeiro grupo de países, chamado de grupo 1, é formado por Argentina e Chile. A razão para o agrupamento desses dois é que ambos são países em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas à regulação de *price cap*. Posteriormente, agrupam-se a Austrália e a Grã-Bretanha, países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam a regulação de *price cap* no setor de distribuição de eletricidade, que é chamado de grupo 2. Finalmente, forma-se o grupo 3 contendo apenas as empresas brasileiras.

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

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

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

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

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

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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

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

139. Para o cálculo da **taxa de retorno** utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, se trata de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

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

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

onde:

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

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

141. A seguir apresenta-se, de forma sintética, o cálculo do custo de capital próprio e de terceiros, que compõem o custo médio ponderado (WACC).

a) Custo de Capital Próprio

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

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

onde:

r_{CAPM} : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência;

r_R : prêmio de risco de regime regulatório;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

143. Para a **taxa livre de risco** (r_f) utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

de juros anuais no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de **5,32%**.

144. O **prêmio de risco de mercado** ($r_m - r_f$) é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Dessa forma, com base nas séries históricas de janeiro de 1928 a junho de 2006, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de **6,09%**.

145. O cálculo do **Beta** (β) envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão e distribuição em suas atividades; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital no Brasil estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

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

147. Assim, o prêmio de risco total do negócio, financeiro e regulatório pode ser expresso pelo cálculo de um *beta* que reflita todos esses riscos, que será dado genericamente por:

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

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.

148. Para o ajuste do beta em função do risco de regime regulatório adotou-se para o beta inglês alavancado o valor 1,0 (um) conforme disposto na proposta final da OFGEM para o processo de revisão tarifária das distribuidoras de eletricidade no Reino Unido². Considerando a estrutura de capital regulatória

² Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

adotado pela OFGEM de 57,5%³ obtém-se um valor para o beta inglês desalavancado de 51,36%, valor este que utilizado na equação do ajuste por risco do regime regulatório (4) resulta no valor de 0,218.

149. Sendo assim, o *beta* final calculado a partir da equação (9) é igual a 0,772, resultando em um **prêmio total do risco do negócio, financeiro e regulatório** ($\beta \cdot (r_m - r_f)$) de 4,70% (em termos nominais). O **prêmio de risco país** (r_B) é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro emitido em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com mesma classificação de risco que o Brasil. Representando por r_s o prêmio de risco soberano e por r_c^B o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco país (r_B), é dado por:

$$r_B = r_s - r_c^B \quad (5)$$

onde:

r_B : prêmio de risco país;

r_s : prêmio de risco soberano;

r_c^B : prêmio de risco de crédito Brasil.

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

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

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

b) Custo de Capital de Terceiros

Para o custo de capital de terceiros das empresas existentes adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a seguinte expressão:

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

³ Idem.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

onde:

r_d : custo de capital de terceiros;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

150. O **prêmio de risco de crédito** (r_c) deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Dessa forma, no cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco **Ba2** que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006⁴. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de **2,96%** como prêmio de risco de crédito.

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

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

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

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

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

Tabela 15: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	42,84%
Capital de Terceiros	(D/V)	57,16%
Custo de Capital Próprio		
Taxa livre de risco	r_f	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%

⁴ Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Componente	Fórmula	Valor
Beta médio desalavancado	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,296
Beta médio alavancado	β_{RR}^{Alav}	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	$\Delta\beta$	0,218
Beta final	$\beta = \beta_{RR}^{Ala} + \Delta\beta$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	4,70%
Prêmio de risco Brasil	r_B	4,91%
Prêmio de risco cambial	r_X	1,78%
Custo de capital próprio nominal	r_P	16,71%
Custo de capital próprio real	r_P	13,75%
Custo de Capital de Terceiros		
Prêmio de risco de crédito	r_C	2,96%
Custo de dívida nominal	r_D	14,97%
Custo de dívida real		12,06%
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	12,81%
Inflação americana	π	2,60%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	9,95%

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

IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

152. Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – a ANEEL está considerando o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006.

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

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

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

155. Considerando-se o que consta do Memorando nº 494/2009-SFF/ANEEL, de 13 de abril de 2009, adotou-se como o valor da base de remuneração da CELPE, em **caráter definitivo**, os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF).

156. Assim, a Base de Remuneração foi estimada conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS **definitivo**, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de 31 de março de 2009, é de **R\$ 3.684.304.836,31**.
- b) A Base de Remuneração Líquida **definitiva**, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 1.755.805.313,29**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 229.223.721,46**.
- d) A Taxa de Depreciação média é de **4,86%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 147.943.614,70**.

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

158. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 16: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.684.304.836,31
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.635.602,97
(3) Obrigações Especiais	229.223.721,46
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.628.669,98
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.046.816.841,90
(6) Depreciação Acumulada	1.710.301.314,83
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.974.003.521,49
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.590.425,89
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.964.413.095,60
(10) Almoxarifado em Operação	4.300.695,04
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	16.315.244,11
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.755.805.313,29
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	99.372.956,54
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	11.997.463,26
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	87.375.493,28
(17) Taxa de Depreciação	4,86%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	147.943.614,70

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

159. A partir do custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,98%, obtido no item IV.2.2, procede-se ao cálculo da remuneração líquida do capital (RLC) nos termos da equação a seguir:

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

onde:

BRR = base de remuneração regulatória líquida;

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

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

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

161. O valor da remuneração bruta do capital próprio apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de **R\$ 257.400.068,13**.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

162. Convém salientar que esse valor é provisório e será corrigido até a data da audiência pública, caso seja disponibilizada e validada a base de remuneração da CELPE nos termos da Res. nº 234/2006. Caso contrário, se adotará a base de remuneração provisória estabelecido no item IV.2.3.1.

IV.2.4 – DEPRECIÇÃO

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

164. Para este item foi considerado o percentual de 4,86% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da CELPE e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até março de 2009.

165. Vale destacar que de acordo com a Resolução nº 234/2006, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada na parcela B da receita requerida da Concessionária. Tais recursos são relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. Dessa forma, as Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. Assim, para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

166. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R\$147.943.614,70**. Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado até a data da audiência pública em função da alteração da base de remuneração. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

Tabela 17: Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	4,86%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	3.046.816.841,90
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	147.943.614,70

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

167. O valor total apurado para a Parcela B da CELPE, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R\$ 848.357.589,74**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 18: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
------------	-------------

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Custos Operacionais	R\$ 443.013.906,91
Remuneração do Capital	R\$ 257.400.068,13
Quota de Reintegração Regulatória	R\$ 147.943.614,70
Total	R\$ 848.357.589,74

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

168. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza **R\$ 1.584.500.485,69** . A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$ 848.357.589,74** . Assim, o total da Receita Requerida é **R\$ 2.432.858.075,43** .

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

169. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R\$ 2.583.410.606,91** . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste.

170. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas "cheias", sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN n.º 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); e consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão, e apurado em definitivo no próximo reajuste.

Tabela 19: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Total (R\$)
FORNECIMENTO			
A1 (230 kV ou mais)	162.149,00	141,52	22.947.080,20
A2 (88 a 138 kV)	-	-	-
A3 (69 kV)	987.390,00	170,66	168.512.558,42
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.059.458,00	237,31	726.052.817,40
As	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)*	5.213.857,00	313,60	1.635.072.841,07
SUPRIMENTO	-	-	-
CONSUMIDORES LIVRES	462.887,00	66,59	30.825.309,82
TOTAL	9.885.741	261	2.583.410.607

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

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

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

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

onde:

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

173. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de R\$ 9.504.587,16. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de R\$ 8.554.128,45.

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

174. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da CELPE é de **-6,16%**. Dessa forma, para que a CELPE tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em **-6,16%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 20: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R\$ 2.432.858.075,43
Outras Receitas	(2)	R\$ 8.554.128,45
Receita Verificada	(3)	R\$ 2.583.410.606,91
Reposicionamento Tarifário	[(1) - (2)] / (3)	-6,16%

175. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CELPE é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão.

IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X

176. Conforme já exposto, além do reposicionamento tarifário, a revisão tarifária periódica compreende uma segunda etapa, na qual se calcula o denominado Fator X. Os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B da receita será ajustado anualmente no período tarifário

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

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

"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS (...)

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

VPA₁ - Valor da Parcela A referido na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB₀ - Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

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

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

[...]

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

177. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL está reposicionando a tarifa considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração dos investimentos prudentes. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

– X até a próxima revisão tarifária. O reajuste tarifário anual tem por finalidade assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos **custos operacionais eficientes** considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

178. A abordagem que assegura plena consistência entre o reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X, nos termos do conceito descrito no parágrafo anterior, se realiza aplicando a metodologia de cálculo do método de fluxos de caixa descontados, do tipo "*forward looking*", conforme estabelecido na Resolução n.º 234/2006. A determinação do Fator X mediante a aplicação desse procedimento contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que uma concessionária distribuidora obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário. Do mesmo modo, o Fator X assim calculado contempla o impacto que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração. Também se assegura que a concessionária poderá reter, durante o segundo período tarifário, aqueles benefícios que obtenha como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

179. Assim, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e tendo em conta a natureza contratual da aplicação do índice IGP-M – X, a abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de dois componentes. O primeiro refere-se exclusivamente aos ganhos de produtividade (X_e) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário, nos termos acima expostos.

180. O segundo componente do Fator X é o X_a que tem como finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

181. A metodologia adotada definida na Resolução 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.

182. Para fins de determinação do componente X_a , deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação - RC. A soma desses dois itens é denominada PB.

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

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

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

onde:

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

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

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

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

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

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

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

onde:

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

CO: Custos operacionais da concessionária;

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

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

IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

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

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

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

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

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

onde:

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

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

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

189. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo do componente X_e do Fator X para a CELPE resulta em **0,37%**, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo III**.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

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

191. Os componentes financeiros consistem em:

*i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24/01/2002 e nº 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. As CVAs-energia consideradas nos cálculos tarifários de 2006, 2007 e 2008 foram devidamente recalculadas em decorrência da utilização dos fatores K mensais para limitar os volumes contratados ao atendimento de 100% do mercado regulatório apurado mensalmente, os quais foram apurados em conformidade com a metodologia aprovada na Resolução Normativa nº. 255, de 2007, e nº 305, de 18 de março de 2008. O valor da CVA composto pelo montante computado nos últimos 12 meses adicionado aos ajustes dos anos anteriores no valor de **R\$ 84.244.838,61**.*

*ii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **-R\$ 1.045.689,40**, referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2008-2009, devendo ser adicionado ou subtraído da receita anual permitida do mesmo período, de*

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

iii) Parcela de Ajuste da Conexão. Da mesma forma que a P.A. da Rede Básica Fronteira, a P.A. da Conexão, refere-se ao impacto financeiro da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS associado à de conexão de uso próprio e será aplicada na data de reajuste e/ou revisão tarifária de cada concessionária de distribuição. Nesta revisão tarifário foi concedido o valor de **R\$ 39.022,27** a título de P.A. da Conexão, conforme informando no **Memorando nº 036 de 5 de fevereiro de 2009**, atualizado pelo IGPM até a data de aniversário da empresa.

iv) Subsídio Irrigante/Aquicultura. Consiste na perda de receita da concessionária no período de abril de 2008 a março de 2009, em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em **R\$ 284.335,03**. Esse valor foi alvo de fiscalização por parte da SFF.

v) Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/2004. Foi considerado como componente financeiro o valor de **R\$ 1.704.846,17** relativo à recuperação de perda de receita de distribuição decorrente dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme previsto no Art. 7º da Res. Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Esse valor foi alvo de fiscalização por parte da SFF.

vi) Previsão Subsídio Irrigante. Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em **R\$ 6.268.386,75**. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

vii) Previsão Subsídio Fonte Incentivada. Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, apurado em **R\$ 1.055.511,41**. No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

viii) Previsão Subsídio Baixa Renda. Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de **R\$ 43.376.553,25**. . No reajuste tarifário previsto para ocorrer em 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

Nos reajustes tarifários de 2007 e 2008 foram concedidos a CELPE componentes financeiros no valor de R\$ 35.441.801,03 e R\$ 18.658.326,25, respectivamente, a título de adiantamento para fazer frente ao déficit incorrido na execução do Programa Luz para Todos. Agora, com base na metodologia vigente, foi apurado o valor total déficit no primeiro ciclo tarifário devendo os adiantamentos recebidos nos anos anteriores serem descontados com a devida correção pelo IGPM da Fundação Getúlio Vargas.

Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294/2007, foi calculado um componente financeiro final de no valor de **R\$ 7.523.342,91** a ser considerado nesta revisão, resultado de um déficit total de R\$ 68.446.352,14 , relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa, deduzido os adiantamentos concedidos em 2007 e 2008 atualizados pelo IGPM no valor de R\$ 60.923.009,24 .

x) Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição: Consiste da apuração das diferenças entre os custos efetivamente pagos pela CELPE com Contratos de Uso de Distribuição - CUSD com outras concessionárias e a cobertura tarifária concedida no reajuste anterior. Esse cálculo se faz necessário na medida em que as tarifas de uso das concessionárias são reajustadas de forma não concatenada.

Os valores dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição pagos pela CELPE, no período de abril de 2008 a março de 2009, relativos aos contratos (CUSD) mantidos com a CEAL, SAELPA e Cooperativas Rurais, foram ajustados financeiramente totalizando um valor de **R\$ 395.612,20**, aí incluído a alíquota de PIS/COFINS praticadas pelas mesmas.

xi) 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 adicionado às diferenças apuradas nos anos anteriores totalizou **R\$ 15.605.447,46**.

xii) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização 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

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/04/2009).

Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. O valor de exposição apurado para a CELPE para 2008, foi de **-R\$ 3.583.360,22**.

xiii) Diferimento da Revisão tarifária de 2005 (Delta PB): Em abril de 2006 foi aprovado o resultado definitivo da primeira Revisão Tarifária Periódica da CELPE, cujo reposicionamento tarifário final foi de 23,57%.

Em função do impacto tarifário de 23,57% sobre os consumidores da empresa, seguindo o princípio da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão, o reposicionamento foi implementado em duas etapas. A primeira etapa correspondente ao percentual de 12,50% foi considerado em abril de 2005, a segunda etapa equivalente à diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de 23,57% e 12,5% foi diferida em parcelas anuais, no valor estimado de R\$ 115.278.297,18 (base: abril de 2006) para serem acrescidas à Parcela B da concessionária nos anos de 2006 a 2008.

A última parcela do diferimento deveria ter sido incorporada a base econômica da concessionária no reajuste tarifário de abril de 2008, entretanto, em razão do cenário de elevação de custos observados à época, dentre os quais se destacam a grande variação do IGPM e dos saldos da CVA optou-se por postergar a aplicação desta última parcela por mais um ano, ou seja, para abril de 2009.

Portanto, no atual processo tarifário está sendo repassado às tarifas, na forma de um componente financeiro externo, a última parcela do diferimento da Revisão Periódica de 2005, cujo valor devidamente atualizado pelo WACC e IGPM-Xa totalizou **R\$ 161.077.329,02**.

xiv) Última parcela da RTE de 2004: O Despacho ANEEL nº 892, de 08 de novembro de 2004, que reconheceu o direito da CELPE ao ressarcimento a um passivo financeiro no valor de R\$ 128.551.175,48 (abril/2005), a ser diferido em quatro parcelas anuais (2005-2008) na forma de componentes financeiros externos ao cálculo tarifário econômico. Valor este que representa os custos incorridos pela distribuidora com aquisição de energia no período de maio a outubro de 2004, sem a devida cobertura tarifária, da UTE Termopernambuco.

A última parcela deste passivo deveria ter sido repassada ao cálculo tarifário no reajuste de abril de 2008, mas pelas mesmas razões já destacadas anteriormente optou-se por postergar esta última parcela para abril de 2009.

Portanto, no atual processo tarifário está sendo repassada às tarifas na forma de um componente financeiro externo a última parcela do passivo da RTE, cujo valor atualizado pelo IGPM totalizou **R\$ 36.717.919,84**.

xv) Remuneração dos Ativos de Conexão dos consumidores ligados em A1. Referente a parcela de remuneração de ativos e encargo de conexão das instalações associadas a SE Pirapama II de 230 kV, compartilhada pelos consumidores Alcoquímica, Petroflex e M&G.

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

Como essa despesa está incorporada nas parcelas A e B da receita requerida no cálculo tarifário, o valor de encargo pago por esses consumires à CELPE deve ser revertido como um financeiro negativo para os demais. O valor total, resultado da soma das parcelas de uso das instalações de distribuição e de conexão à Rede Básica, foram calculados pela SRD e SRT e resultaram no valor de **-R\$ 348.374,12**.

xvi) Garantias Financeiras da Leilões: Custo incorrido pela CELPE para constituição de garantias financeiras, na modalidade fiança bancária, para contratação de energia regulada. O valor total fiscalizado pelo SFF foi de **R\$ 60.179,12**

192. O conjunto de todos os componentes financeiros totalizou o valor de **R\$ 350.858.410,94** que será incorporado as tarifas da distribuidora pelos próximos 12 meses.

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

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

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

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

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

194. Em síntese, em face das abordagens adotadas pelo regulador na revisão tarifária, o reposicionamento tarifário e o Fator X obrigam as concessionárias a prestar o serviço com eficiência para não incorrerem prejuízos no segundo período tarifário.

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

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

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

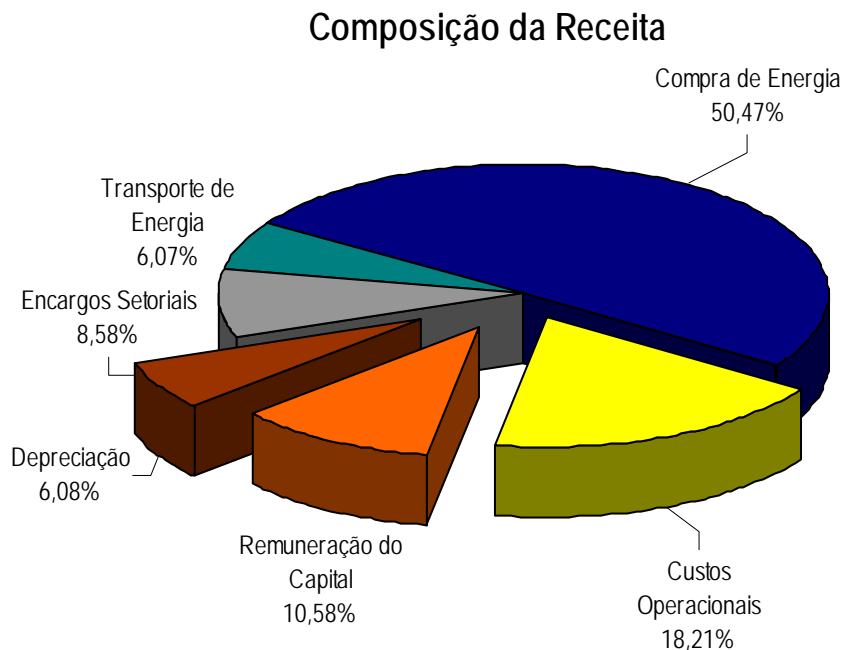


Figura 9: Composição da Receita da Concessionária (sem financeiros)

(Fls. 54 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

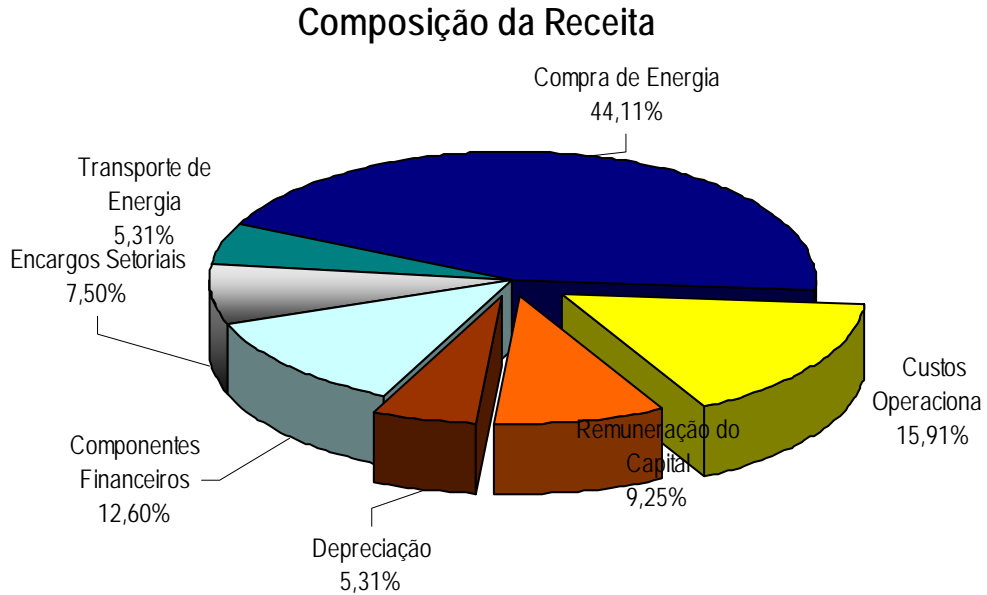


Figura 10: Composição da Receita da Concessionária (com financeiros)

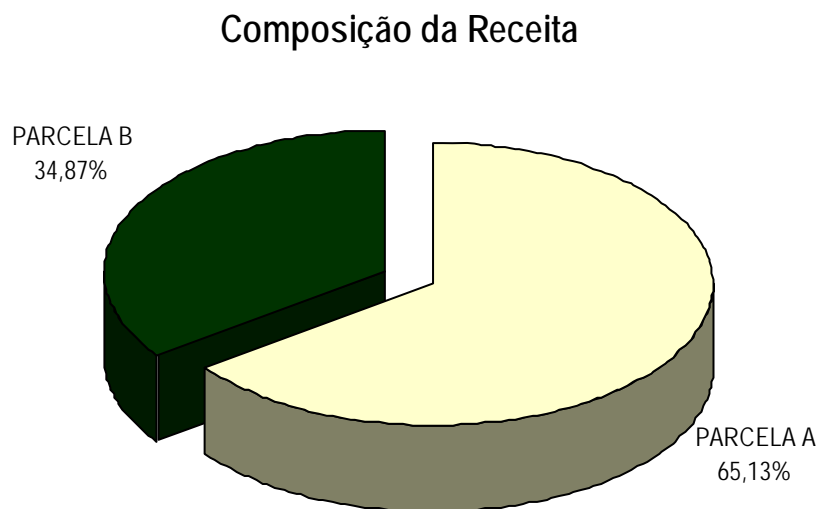


Figura 11: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

(Fls. 55 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

197. O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu o denominado *regime de preços máximos*, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária.

198. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica. Portanto, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo a ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

“Art. 9...”

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.”

199. Da mesma forma, o art. 29 da referida Lei estabelece que:

“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

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

200. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

201. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Conforme estabelece o contrato de concessão da CELPE, de nº **026/2000**, em sua cláusula sétima:

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

202. Outro aspecto a ser considerado é a apropriação de ganhos de produtividade. De fato, é inerente ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica a fixação das tarifas no contrato e seu posterior reajuste ou revisão pela agência reguladora, nos termos do contrato,

(Fls. 56 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

com a devida apropriação de ganhos de produtividade, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da referida Lei 9.427/96:

"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:
I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
[...]
IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;
[...]
Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas;
I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
[...]
IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato."

VIII. CONCLUSÕES

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

Tabela 21: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R\$]	[%]
Receita Requerida Líquida	R\$ 2.424.303.946,98	
Receita Verificada	R\$ 2.583.410.606,91	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-6,16%
FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO		14,47%

(Fls. 57 da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/ 04 /2009).

ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (considerando o efeito dos financeiros)

8,31%

IX. ANEXOS

204. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

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

HERMANO DUMONT VERONESE
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

ANEXO I

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 22 de abril de 2009.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA CELPE

Processo nº 48500.004335/2006-61.

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

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 CELPE.

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 setembro-08.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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 setembro-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 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

III.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

21. Todos os custos que serão apresentados estão referenciados a preços de setembro-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	2.929
Conselheiro Fiscal	1.678
Diretor Presidente	28.670
Diretor Administrativo	19.182
Diretor Comercial	22.202
Diretor de Distribuição	20.268
Diretor Financeiro	18.782
Gerente Comercial	9.164
Gerente Assuntos Legais	10.102
Gerente de Assuntos Regulatórios	11.366
Gerente de Atendimento a Clientes	7.336
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	7.423
Gerente de Auditoria Interna	7.773
Gerente de Compras / Logística	8.163
Gerente de Comunicação	9.016
Gerente de Contabilidade	8.115
Gerente de Controle de Gestão	8.256
Gerente de Gestão Financeira	9.297
Gerente de Manutenção (AT)	8.700
Gerente de Manutenção (MT e BT)	8.176
Gerente de Mercados e Tarifas	8.424
Gerente de Operação	8.530
Gerente de Ouvidoria	7.798
Gerente de Perdas Comerciais	9.077
Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico	9.360
Gerente de Planejamento Financeiro	7.453
Gerente de Recursos Humanos	10.165

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Gerente de Relações com Investidores	8.436
Gerente de Relações Institucionais	8.621
Gerente de Serviços Técnicos	6.926
Gerente de Tecnologia da Informação	9.744
Coordenadoria de Ouvidoria	6.234
Supervisor Ciclo Comercial	5.734
Supervisor Comercial	4.178
Supervisor de Administração de Pessoal	6.266
Supervisor de Almoxarifado	6.687
Supervisor de Arrecadação	6.301
Supervisor de Atendimento a Clientes	5.357
Supervisor de Atendimento Call Center	7.744
Supervisor de Captação de Recursos	5.511
Supervisor de Centro de Operação da Distribuição	6.937
Supervisor de Centro de Operação do Sistema	6.660
Supervisor de Compras / Logística	5.606
Supervisor de Contabilidade	6.422
Supervisor de Faturamento	4.735
Supervisor de Laboratório de Medição	6.410
Supervisor de Manutenção (MT e BT)	6.553
Supervisor de Medição	6.717
Supervisor de Medicina do Trabalho	8.044
Supervisor de Orçamento	7.287
Supervisor de Planejamento e Manutenção (AT)	7.571
Supervisor de Planejamento e Operação	5.038
Supervisor de Remuneração	8.137
Supervisor de Tesouraria	6.187
Supervisor de Treinamento e Desenvolvimento	6.899
Advogado Júnior	3.213
Advogado Pleno	4.145
Advogado Sênior	6.527
Ajudante de Eletricista	951
Almoxarife	1.590
Analista Comercial Júnior	3.107
Analista Comercial Pleno	3.612
Analista Comercial Sênior	5.476
Analista de Assuntos Regulatórios	4.571
Analista de Atendimento a Clientes	2.995
Analista de Comunicação	3.281
Analista de Contabilidade Júnior	3.065
Analista de Contabilidade Pleno	3.820
Analista de Contabilidade Sênior	4.706
Analista de Gestão	4.638
Analista de Infra-Estrutura Júnior	2.707
Analista de Infra-Estrutura Pleno	3.770
Analista de Infra-Estrutura Sênior	5.628
Analista de Orçamento Júnior	3.240
Analista de Orçamento Pleno	3.866
Analista de Orçamento Sênior	5.041

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Analista de Perdas	6.086
Analista de Planejamento	5.435
Analista de Recursos Humanos Júnior	2.790
Analista de Recursos Humanos Pleno	3.807
Analista de Recursos Humanos Sênior	5.384
Analista de Relações com Investidores	2.706
Analista de Sistemas Júnior	2.931
Analista de Sistemas Pleno	3.936
Analista de Sistemas Sênior	6.146
Analista de Tarifas	5.188
Analista Financeiro Júnior	3.044
Analista Financeiro Pleno	4.231
Analista Financeiro Sênior	5.234
Assessor de Comunicação	4.459
Assistente Administrativo	2.096
Assistente Comercial	2.132
Assistente de Comunicação	2.248
Assistente Técnico	2.123
Atendente Comercial (Call Center)	1.273
Atendente Ouvidoria	1.305
Auditor Interno Júnior	4.121
Auditor Interno Pleno	3.839
Auditor Interno Sênior	4.971
Auxiliar Administrativo	1.374
Auxiliar de Enfermagem do Trabalho	1.597
Comprador	1.616
Eletricista	1.335
Eletricista Linha Viva	1.683
Engenheiro de Atendimento de Grandes Clientes	3.438
Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	2.816
Engenheiro de Manutenção Júnior (MT e BT)	3.607
Engenheiro de Manutenção Pleno (AT)	4.834
Engenheiro de Manutenção Pleno (MT e BT)	4.297
Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	6.618
Engenheiro de Manutenção Sênior (MT e BT)	6.708
Engenheiro de Medição Júnior	2.516
Engenheiro de Medição Pleno	4.527
Engenheiro de Medição Sênior	6.848
Engenheiro de Operação Júnior	3.401
Engenheiro de Operação Pleno	5.216
Engenheiro de Operação Sênior	6.842
Engenheiro de Perdas Júnior	2.997
Engenheiro de Perdas Pleno	5.202
Engenheiro de Perdas Sênior	6.838
Engenheiro de Segurança do Trabalho	4.664
Leiturista / Entregador de Faturas	682
Médico do Trabalho	3.735
Motorista de Diretoria	1.567
Operador de Grua (AT)	1.647

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Secretária de Diretoria	2.714
Secretária de Presidência	3.751
Técnico de Assuntos Regulatórios	1.665
Técnico de Distribuição Júnior	1.793
Técnico de Distribuição Pleno	2.006
Técnico de Distribuição Sênior	2.964
Técnico de Informática	2.077
Técnico de Manutenção (MT e BT)	2.654
Técnico de Medição	2.417
Técnico de Mercado	1.836
Técnico de Obras (AT)	2.224
Técnico de Obras (MT / BT)	1.995
Técnico de Operação	2.176
Técnico de Segurança do Trabalho	2.043
Estagiário	379
Menor Aprendiz	356

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

Tabela 2: Critérios para Cálculo de Remunerações

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

II.3.1.2. Benefícios Adicionais de Pessoal

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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.
- Manutenção de equipamentos em oficinas, inspeção aérea, laboratório de ensaios e O&M de sistemas isolados: adotou-se o valor da despesa consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Serviços Cobráveis: Considerando que os custos com serviços cobráveis foram incluídos a Empresa de Referência, os valores recebidos pelas concessionárias deverão ser revertidos para a modicidade tarifária. O valor foi calculado a partir das mesmas frequências utilizadas para o dimensionamento do custo operacional necessário para execução de tais atividades.
- Gestão de ativos de uso prolongado: Foi considerado o adicional de gestão de ativos de uso prolongado para concessionárias que têm proporção de ativos totalmente depreciados acima da média do setor de distribuição (medida como a proporção de ativos totalmente depreciados com relação ao ativo imobilizado em serviço).
O adicional é calculado para a proporção de ativos totalmente depreciados que exceder a média do setor, sendo considerado para tais ativos um adicional de 50% com relação ao custo de operação e manutenção corretiva.

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Assim, considerando a média do setor de ativos totalmente depreciados com relação ao ativo imobilizado em serviço de 11,48%, de um total de 42 empresas, e sendo a relação da CELPE de 12,72%, resulta em um adicional de R\$ 900.000 .

- Custo de O&M de geração própria: Foi utilizado o custo padrão de R\$ 85,7/MWh baseado nos dados da Nota Técnica nº 065/2008-SRE/SEM/SRG/ANEEL, que fundamentou a REN 335/2008.

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

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

28. Os materiais que possuem Unidade de Cadastro são:

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

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

III.3.3.1 – Custos dos Materiais

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

III.3.4. Outros Serviços e Materiais de Reposição

III.3.4.1 Custos de Referência para Área Administrativa

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

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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]	172,13
	Água e eletricidade	[R\$/pess-mês]	21,77
SERVIÇOS GERAIS	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	30,89

III.3.4.2. Custos de Referência da Área Comercial

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

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

Tabela 4: Custos Unitários para Atividades Comerciais

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

III.4. CÁLCULO DAS ANUIDADES

III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

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

Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Aluguéis

ITEM	Unidades		Custos	
	Unidade	Driver	Unidade	Custo Anual de Aluguel
Escritórios centrais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	18,01
Gerências regionais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	9,24
Estacionamento de Veículos			R\$/m ² -mês]	9,24
Móveis e Utensílios			[R\$/m ² -mês]	2,30

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

III.4.2. Veículos

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

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

Tabela 6: Veículos

Descrição	Código	Custo Unitário [R\$]	Custo Adaptação [R\$]	Custo Ferramentas [R\$]	Vida Útil Anos	Tipo Comb.	Rend. Km / l	Desloc. Anual km
Pick-Up ou Veículo Leve	VEC 1	37.930	5.508	9.143	5	Gasolina	10	60.000
Pick-Up 1 tonelada	VEC 2	82.929	27.001	10.223	5	Diesel	10	60.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas com Guindauto	VEC 3	140.506	138.849	24.304	8	Diesel	5	40.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas	VEC 4	140.506	35.573	12.643	8	Diesel	6,25	40.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 5	161.178	138.849	19.155	8	Diesel	6,25	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 6	161.178	138.849	32.284	10	Diesel	5	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas	VEC 7	161.178	35.573	14.668	10	Diesel	3,33	15.000
Caminhão Pesado 15 toneladas	VEC 8	161.178	138.849	16.896	10	Diesel	6,25	15.000
Carreta	VEC 9	422.509	0	0	10	Diesel	3,33	5.000
Automóvel	VEC 10	26.883	0	2.243	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	161.178	213.437	16.896	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 CELPE, aplicando a metodologia contida na Nota Técnica 343/2008, são:

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Tabela 8 – Clusters de Sistemas

Subgrupo	Clusters
S1	4
S2	3
S3	2
S4	1
S5	0
S6	0

III.5. EQUIPES DE CAMPO

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

Tabela 9 – Composição das Equipes

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

IV. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

IV.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

43. Conforme metodologia, a CELPE se enquadrou no Organograma Típico (OT) 3. A Tabela abaixo apresenta o quantitativo de Pessoal da Estrutura Central definida para concessionária.

Tabela 10 – Quantitativo de Pessoal da Estrutura Central

GASTOS COM PESSOAL		QUANTIDADE
TOTAL	CONSELHO	8
CONSELHO	CONSELHEIRO FISCAL	3
	CONSELHEIRO ADMINISTRATIVO	5

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

TOTAL	PRESIDÊNCIA	56
PRESIDÊNCIA	PRESIDENTE	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
	MOTORISTA DE DIRETORIA	1
AUDITORIA INTERNA	GERENTE	1
	AUDITOR SÊNIOR	1
	AUDITOR PLENO	1
	AUDITOR JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
ASSESSORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS, COMUNICAÇÃO E QUALIDADE	GERENTE	1
	ANALISTA DE COMUNICAÇÃO	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	ASSISTENTE DE COMUNICAÇÃO	2
ASSESSORIA JURÍDICA	GERENTE	1
	ADVOGADO SÊNIOR	4
	ADVOGADO PLENO	10
	ADVOGADO JÚNIOR	10
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	12
TOTAL	OUVIDORIA	6
OUVIDORIA	GERENTE	1
	COORDENADOR	2
	ATENDENTE DE OUVIDORIA	3
TOTAL	DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	24
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA REGULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2
	ANALISTA DE TARIFAS	3
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	3
GERÊNCIA REGULAÇÃO TÉCNICO-COMERCIAL	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	6
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
TOTAL	DIRETORIA COMERCIAL	176
DIRETORIA COMERCIAL	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA GESTÃO COMERCIAL (FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO)	GERENTE	1
	SUPERVISOR COMERCIAL	5
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	4
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	8
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	12
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	10
GERÊNCIA DE PERDAS E MEDIÇÃO	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	5
	GERENTE	1
	ANALISTA DE PERDAS	10
	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO SÊNIOR	6
	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO PLENO	8

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

	ENGENHEIRO DE MEDIÇÃO JÚNIOR	10
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	10
	TÉCNICO DE MEDIÇÃO	18
	SUPERVISOR DE LABORATÓRIO	2
GERÊNCIA CLIENTES CORPORATIVOS	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	5
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	7
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	ENGENHEIRO DE ATENDIMENTO A GDE CLIENTES	3
GERÊNCIA DE ATENDIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ATENDIMENTO A CLIENTES	4
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	3
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	6
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	7
	ASSISTENTE COMERCIAL	8
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	4
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
TOTAL	DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	69
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	DIRETOR	1
	ASSESSOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	1
	CONTROLLER	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA FINANCEIRA	GERENTE	1
	ANALISTA SÊNIOR	2
	ANALISTA PLENO	3
	ANALISTA JÚNIOR	4
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
GERÊNCIA CONTABILIDADE, CONTAS A RECEBER	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	3
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	5
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	2
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	4
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3	
GERÊNCIA ORÇAMENTO E PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	2
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	3
	ANALISTA FISCAL SÊNIOR	1
	ANALISTA FISCAL PLENO	2
	ANALISTA FISCAL JÚNIOR	3
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3	

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

GERÊNCIA TESOURARIA	GERENTE	1
	SUPERVISOR DE TESOURARIA	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	2
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA TÉCNICA	271
DIRETORIA TÉCNICA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA DA OPERAÇÃO	GERENTE	1
	SUPERVISOR DE CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	6
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO SÊNIOR	3
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO PLENO	4
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO JÚNIOR	6
	TÉCNICO DE OPERAÇÃO	15
	VIGIA DE SUBESTAÇÃO	124
	OPERADOR DE SUBESTAÇÃO	0
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (AT)	4
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (AT)	6
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (AT)	10
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (MT E BT)	4
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (MT E BT)	4
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JUNIOR (MT E BT)	6
	TÉCNICO DE MANUTENÇÃO (MT E BT)	10
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO SÊNIOR	8
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO PLENO	12
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO JÚNIOR	14
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	6
	GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	GERENTE
ENGENHEIRO DE MEIO AMBIENTE		2
TÉCNICO DE MEIO AMBIENTE		4
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO		2
ANALISTA DE PLANEJAMENTO		6
GERÊNCIA DE NORMATIZAÇÃO	GERENTE DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO PLENO (AT)	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
TOTAL	DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVO	77
DIRETORIA RECURSOS HUMANOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA DE RECURSOS HUMANOS E DESENVOLVIMENTO	GERENTE	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS PLENO	2
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS JÚNIOR	2

(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

	SUPERVISOR DE REMUNERAÇÃO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
	SEGURANÇA	5
GERÊNCIA DE SAÚDE E SEGURANÇA	GERENTE	1
	ENFERMEIRO DO TRABALHO	1
	ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	2
	MÉDICO DE TRABALHO	2
	TÉCNICO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	8
	AUXILIAR DE ENFERMAGEM	1
GERÊNCIA ADMINISTRATIVA E SERVIÇOS GERAIS	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	0
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	2
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA DE SUPRIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	4
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
	ESPECIALISTA EM COMPRA	1
	ENGENHEIRO DE QUALIDADE SÊNIOR	1
	SUPERVISOR DE ALMOXARIFADO	1
	ALMOXARIFE	2
GERÊNCIA DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES	GERENTE	1
	ANALISTA DE SISTEMAS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE SISTEMAS PLENO	3
	ANALISTA DE SISTEMAS JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	5
	TÉCNICO DE INFORMÁTICA	8
TOTAL GERAL DE FUNCIONÁRIOS		687

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	387.568	
	Insumos e Outros Gastos		16.524
PRESIDÊNCIA	Pessoal	5.299.155	
	Informática		88.656
	Insumos e Outros Gastos		115.669
	Aluguel Escritório		121.042

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

	Mobiliário		15.423
	Telefonia		108.885
	Água e Eletricidade		14.629
	Limpeza		20.756
	Transporte		70.006
	Aluguel Estacionamento		6.235
	Pessoal	561.960	
	Informática		9.499
	Insumos e Outros Gastos		12.393
	Aluguel Escritório		12.969
OUVIDORIA	Mobiliário		1.652
	Telefonia		11.666
	Água e Eletricidade		1.567
	Limpeza		2.224
	Transporte		23.335
	Aluguel Estacionamento		2.078
	Pessoal	2.644.748	
	Informática		37.996
	Insumos e Outros Gastos		49.572
	Aluguel Escritório		51.875
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Mobiliário		6.610
	Telefonia		46.665
	Água e Eletricidade		6.270
	Limpeza		8.895
	Transporte		46.671
	Aluguel Estacionamento		4.157
	Pessoal	16.370.129	
	Informática		278.634
	Insumos e Outros Gastos		363.531
	Aluguel Escritório		380.419
DIRETORIA COMERCIAL	Mobiliário		48.471
	Telefonia		342.212
	Água e Eletricidade		45.976
	Limpeza		65.232
	Transporte		210.017
	Aluguel Estacionamento		18.706
	Pessoal	6.477.059	
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	Informática		109.237
	Insumos e Outros Gastos		142.521
	Aluguel Escritório		149.141
	Mobiliário		19.003
	Telefonia		134.162

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

	Água e Eletricidade		18.025
	Limpeza		25.574
	Transporte		93.341
	Aluguel Estacionamento		8.314
	Pessoal	19.465.603	
DIRETORIA TÉCNICA	Informática		429.034
	Insumos e Outros Gastos		559.756
	Aluguel Escritório		585.759
	Mobiliário		74.634
	Telefonia		526.928
	Água e Eletricidade		70.793
	Limpeza		100.442
	Transporte		233.353
	Aluguel Estacionamento		20.784
		Pessoal	6.833.044
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	Informática		121.903
	Insumos e Outros Gastos		159.045
	Aluguel Escritório		166.433
	Mobiliário		21.206
	Telefonia		149.718
	Água e Eletricidade		20.115
	Limpeza		28.539
	Transporte		93.341
	Aluguel Estacionamento		8.314
	OUTROS GASTOS	Marketing	
Auditoria Externa			500.000
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		58.039.265	9.602.125

IV.2. GERÊNCIAS REGIONAIS

IV.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

45. Para CELPE foi considerada a seguinte estrutura regional:

Tabela 12 – Estrutura Regional

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

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Tabela 13 – Custos com estrutura regional

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total (R\$/ano)
Pessoal	33.087.738,63	0,00	33.087.738,63
Aluguel	0,00	699.759,22	699.759,22
PC's	0,00	573.100,30	573.100,30
Veículos	0,00	1.796.815,41	1.796.815,41
Outros gastos	0,00	1.810.289,49	1.810.289,49
TOTAL	33.087.738,63	4.879.964,42	37.967.703,05

IV.3. PROCESSOS COMERCIAIS

IV.3.1. TAREFAS COMERCIAIS

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

Tabela 14 – Parâmetros para Tarefas Comerciais

Tarefa	Frequência	Equipe	Veículo	Produtividade
Religação Normal de Energia	0,31%	EQ1	VEC10	9
Religação Urgente de Energia	8,10%	EQ1	VEC10	18
Substituição de Medidor p/ aferição	4,09%	EQ1	VEC10	18
Vistoria de unidade consumidora	15,90%	EQ1	VEC10	18
Verificação de nível tensão (outros)	0,11%	EQ1	VEC10	12
Corte de Energia	0,90%	EQ1	VEC10	12
Ligação Provisória	1,31%	EQ1	VEC10	18
Substituição de Medidor para aumento de carga	0,27%	EQ1	VEC10	11
Verificação de Nível de tensão (amostrais)	1188 amostras	EQ1	VEC10	11
Atendimento Comercial	Conforme métrica estabelecida na AP 008/2008 que trata dos aprimoramentos da Res. 456/2000			

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

Tabela 15 – Valoração das Tarefas Comerciais

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total
Tarefas Comerciais	23.437.474	3.791.806	27.229.280
Atendimento comercial	14.003.889	2.582.666	16.586.555
Total	37.441.363	6.374.472	43.815.835

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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	216
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	253

IV.3.2. TAREFA DE FATURAMENTO

IV.3.2.1 LEITURA DE MEDIDORES

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

Tabela 17 – Leitura de Medidores com coletor

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	1.117.171	400	140	4.709.778
Rurais	Mensal	404.199	111	183	6.365.552
Rurais	Plurimensal	149.614	111	68	785.402
TOTAL				140	11.860.731

Tabela 18 – Leitura de Medidores com coletor e impressão

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	1.117.171	320	175	8.627.714
TOTAL				175	8.627.714

IV.3.2.2 ENTREGA DE FATURAS

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

Tabela 19 – Entrega de Faturas

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	2.234.342	436	129	6.703.427
Rurais	Mensal	404.199	114	178	6.983.152
Rurais	Plurimensal	149.614	114	66	1.110.960
TOTAL				129	14.797.539

IV.3.2.3 ENTREGA DE OUTROS DOCUMENTOS

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

Tabela 20 – Entrega de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	2.234.342	300	38	1.332.380
Rurais	Mensal	553.813	51	55	1.890.743
TOTAL				93	3.223.123

IV.3.2.4 IMPRESSÃO DE FATURAS

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

Tabela 21 – Impressão de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	1.117.171	0,2	223.434
Rurais	Mensal	404.199	0,2	80.840
Rurais	Plurimensal	149.614	0,2	29.923
TOTAL				334.197

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	223.434	0,04	8.937
Rurais	Mensal	55.381	0,04	2.215
TOTAL				11.153

IV.3.2.6 COBRANÇA DE FATURAS

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

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Tabela 23 – Cobrança de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	2.234.342	1,00	26.812.104
Rurais	Mensal	404.199	1,00	4.850.388
Rurais	Plurimensal	149.614	1,00	1.795.368
TOTAL				33.457.860

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	12.945.097	9.782.220	22.727.317

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. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Tabela 25 – Dados de entrada de perdas não técnicas

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

Mercado Realizado	
Mercado Cativo (MWh)	9.027.187,16
Mercado Livre (MWh)	446.367,12
Mercado BT (MWh)	5.165.002,17
Perdas Não-Técnicas (MWh)	884.163,39
Perdas Técnicas (MWh)	942.243,91

Evolução Anual do Mercado	Ano Teste	jun/10	jun/11	jun/12	jun/13
Mercado Cativo (MWh)	9.540.293,18	9.920.784,51	10.327.870,83	10.727.003,45	-
Mercado Livre (MWh)	472.725,62	491.579,13	511.750,43	531.527,62	-
Mercado BT (MWh)	5.267.452,15	5.485.208,24	5.719.400,42	5.949.349,26	-

Perdas Não-Técnicas desejadas sobre Mercado BT (%)	14,00%
--	--------

Crescimento Esperado de Perdas sobre Mercado BT (%)	1,60%
---	-------

Ano do ciclo tarifário	-
------------------------	---

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)	6.948.795	647.488	7.596.283
Previsão para combate a novas fraudes	12.261.271	2.636.885	14.898.156
Custo do Combate às fraudes existentes	1.736.109	373.364	2.109.473
Total (R\$)	20.946.174,69	3.657.737,27	24.603.911,97

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Tabela 27 – Custos Totais das Tarefas de O&M

INSTALAÇÕES	FAIXA DE TENSÃO	URBANOS (R\$)	RURAIS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
REDES	BT <1 kV	6.941.007	11.830.084	18.771.090	18,90%
	1 kV >= MT > 69 kV	7.218.961	41.555.421	48.774.382	49,11%
	69 kV >= AT > 230 kV	252.139	2.260.504	2.512.643	2,53%
	UAT = 230 kV	0	7.741	7.742	0,01%
LINHA VIVA	1 kV >= MT > 69 kV	592.872	3.601.688	4.194.560	4,22%
	69 kV >= AT > 230 kV	13.700	101.484	115.184	0,12%
	UAT = 230 kV	0	167	167	0,00%
EQUIPAMENTOS INSTALADOS NAS REDES	MT	765.998	2.066.318	2.832.316	2,85%
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	Maior nível de tensão < 69 kV	0	0	0	0,00%
	Maior nível de tensão = 69 kV	6.226.556	994.286	7.220.842	7,27%
	Maior nível de tensão < 230 kV	323.339	82.426	405.765	0,41%
	Maior nível de tensão = 230 kV	11.647	0	11.647	0,01%
	Móvel	109.373	0	109.373	0,11%
ILUMINAÇÃO	BT <1 kV	7.298.803	2.276.040	9.574.842	9,64%
MEDIÇÃO	Todos	3.655.583	1.128.368	4.783.952	4,82%
TOTAL (R\$)		33.409.978	65.904.527	99.314.505	100%

IV.5. CUSTOS ADICIONAIS

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

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

Tabela 28: Resultados dos Custos Adicionais

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Descrição	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
Processos e Atividades Comerciais	1.392.495	945.003	2.337.498
Processos e Atividades de O&M	517.909	393.336	911.246
Seguros	-	2.063.211	2.063.211
Tributos	-	921.076	921.076
Receita - Serviços taxados	(4.165.161)	-	(4.165.161)
Exame Periódico	-	682.650	682.650
Menor aprendiz	-	520.063	520.063
Lavagem de uniforme	-	122.496	122.496
Publicações legais	-	1.000.000	1.000.000
Ganhos de Holding	(1.691.120)	(44.903)	(1.736.023)
Laudo a Avaliação de ativos	121.250	-	121.250
campanha de medidas	80.299	-	80.299
Consumo próprio	-	4.737.906	4.737.906
Manutenção de equipamentos em oficinas	-	3.000.000	3.000.000
Ensaio em laboratórios	-	900.000	900.000
Gestão de ativos de uso prolongado	-	400.234	400.234
Inspeção aérea	-	400.000	400.000
Sistema de gestão ambiental (Fernando de Noronha)	-	130.000	130.000
O&M Geração própria (Fernando de Noronha)	-	1.091.412	1.091.412
Custo com laudos periciais IPEM-PE	-	187.200	187.200
Engenharia e supervisão de obras	2.175.550	-	2.175.550
Custos Totais	(1.568.777)	17.449.683	15.880.906

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. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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	2.700.000	10	10	39.465	33.750	878.580
SCADA	3.718.602	10	10	54.354	46.483	1.210.033
GIS	1.695.083	10	10	24.776	21.189	551.580
Gestão Comercial	40.000.000	10	10	584.667	500.000	13.016.000
Teleatendimento	7.000.000	10	10	102.317	87.500	2.277.800
Administrativo	17.968.484	10	10	262.639	224.606	5.846.945
Centrais	6.200.000	10	10	90.623	77.500	2.017.480
TOTAL						25.798.417,79

66. A seguir seguem os custos considerados para telecomunicações:

Tabela 30 – Custos com Comunicações

Tipo	Custo Anual (R\$)
Sistemas de Comunicação da Operação	984.040
Sistemas de Comunicação de Dados	1.059.788
Total	2.043.828

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
OUIDORIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
DIRETORIA COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
DIRETORIA TÉCNICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	10
DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
GERÊNCIAS REGIONAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77	-	-	-	77
PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	216	550	56	-	822
PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	35	93	84	2	2	1	2	2	-	33	-	-	16	270
QUANTIDADE TOTAL	35	93	84	2	2	1	2	2	-	359	550	56	16	1.202

(Fls. 30 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

IV.8. RESULTADOS FINAIS – setembro-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 setembro-08

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	91.127.003,95	42.324.334,82	133.451.338,77
ESTRUTURA CENTRAL	58.039.265,32	9.602.124,69	67.641.390,02
ESTRUTURA REGIONAL	33.087.738,63	4.879.964,42	37.967.703,05
SISTEMAS	0,00	27.842.245,70	27.842.245,70
PROCESSOS DE O&M	57.545.477,01	43.704.053,47	101.249.530,48
PROCESSOS COMERCIAIS	92.832.978,65	63.000.196,90	155.833.175,56
TAREFAS COMERCIAIS	37.441.362,75	6.374.472,08	43.815.834,84
FATURAMENTO	28.449.138,78	43.833.255,34	72.282.394,11
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	13.997.380,04	3.010.249,20	17.007.629,24
TELEATENDIMENTO	12.945.097,08	9.782.220,28	22.727.317,36
CUSTOS ADICIONAIS	-1.568.777,48	17.449.683,30	15.880.905,82
ADMINISTRATIVO	-1.691.119,56	7.816.791,33	6.125.671,77
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	2.895.008,54	7.279.276,80	10.174.285,34
COMERCIAL	-2.772.666,46	1.132.202,95	-1.640.463,51
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	1.221.412,22	1.221.412,22
CUSTOS TOTAIS POR ANO	239.936.682,14	166.478.268,49	406.414.950,63

(Fls. 31 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

IV.9. RESULTADOS FINAIS – abril-09

69. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para maio/2008 que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

Tabela 33: Custos Totais por Ano – Preços a abril-09

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	93.503.733,18	42.499.519,44	136.003.252,62
ESTRUTURA CENTRAL	59.553.016,59	9.641.868,84	69.194.885,44
ESTRUTURA REGIONAL	33.950.716,58	4.900.163,08	38.850.879,66
SISTEMAS	0,00	27.957.487,52	27.957.487,52
PROCESSOS DE O&M	59.046.349,54	43.884.948,89	102.931.298,43
PROCESSOS COMERCIAIS	95.254.202,26	63.260.960,98	158.515.163,24
TAREFAS COMERCIAIS	38.417.889,77	6.400.856,66	44.818.746,43
FATURAMENTO	29.191.135,07	44.014.685,53	73.205.820,61
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	14.362.452,75	3.022.708,92	17.385.161,67
TELEATENDIMENTO	13.282.724,67	9.822.709,86	23.105.434,53
CUSTOS ADICIONAIS	-1.609.693,55	17.521.909,27	15.912.215,72
ADMINISTRATIVO	-1.735.226,50	7.849.145,80	6.113.919,30
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	2.970.514,72	7.309.406,45	10.279.921,16
COMERCIAL	-2.844.981,77	1.136.889,25	-1.708.092,52
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	1.226.467,76	1.226.467,76
CUSTOS TOTAIS POR ANO	246.194.591,42	167.167.338,58	413.361.930,00

V. CONCLUSÕES

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

71. Do exposto, os custos operacionais provisórios projetados para abril-09, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da CELPE equivalem ao valor de **R\$ 413.361.930,00**.

APÊNDICE I
DADOS DE ATIVOS FÍSICOS

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	QUANTIDADE
	RURAL	URBANO

Pontos de Iluminação

Quantidade de pontos de iluminação	66.964,00	258.651,00
------------------------------------	-----------	------------

Medição

Quantidade de Medidores de Fronteira	82,00	120,00
Quantidade de Medidores de Consumidores		
Monofásicos	480.466,18	1.904.395,82
Bifásicos	0,00	0,00
Trifásicos	73.068,42	386.361,58

Redes

Baixa Tensão - Rede Aérea Nua

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	23.390,12	9.733,78
Trifásicas	1.723,42	6.867,44
Bifásicas	314,98	1.113,56
Monofásicas	21.351,72	1.752,78
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	687,60	2.811,23
Trifásicas	378,12	2.318,17
Bifásicas	52,80	123,71
Monofásicas	256,68	369,35
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	544.953,00	372.347,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	544.953,00	372.347,00
Rede Monofásica	486.187,00	80.312,00
Rede Bi + Trifásica	58.766,00	292.035,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	22.235,00	107.478,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	22.235,00	107.478,00
Rede Monofásica	10.201,00	16.922,00
Rede Bi + Trifásica	12.034,00	90.556,00

Baixa Tensão - Rede Aérea Multiplexada

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	7.343,56	1.521,25
Trifásicas	1.200,37	1.393,42
Bifásicas	6,86	17,50
Monofásicas	6.136,33	110,33
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	183,90	333,99
Trifásicas	111,77	301,98
Bifásicas	0,79	1,84
Monofásicas	71,34	30,17
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	188.692,00	70.191,00
Madeira	0,00	0,00

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	188.692,00	70.191,00
Rede Monofásica	157.322,00	7.017,00
Rede Bi + Trifásica	31.370,00	63.174,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	6.196,00	13.720,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	6.196,00	13.720,00
Rede Monofásica	2.773,00	1.211,00
Rede Bi + Trifásica	3.423,00	12.509,00
Baixa Tensão - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,51	5,90
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	24.317,32	4.957,57
Circuito Simples	24.281,25	4.674,17
Circuito Duplo ou Maior	36,08	283,39
Quantidade de Postes	180.574,00	127.862,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	180.574,00	127.862,00
<i>Circuito Simples</i>	180.310,00	123.494,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	264,00	4.368,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	282,03	8,47
Quantidade de Postes	3.144,00	125,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	3.144,00	125,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	38.627,88	85,39
Quantidade de Postes	328.057,00	1.284,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	328.057,00	1.284,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,98	4,71
Circuito Simples	0,98	2,40
Circuito Duplo ou Maior	0,00	2,31
Quantidade de Postes	20,00	127,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	20,00	127,00
<i>Circuito Simples</i>	20,00	101,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	26,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	1,44	0,24
Quantidade de Postes	23,00	16,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	23,00	16,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	100,52	326,43
Circuito Simples	95,94	291,99
Circuito Duplo	4,58	34,44

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Quantidade de Postes	1.917,00	11.645,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	1.917,00	11.645,00
<i>Circuito Simples</i>	1.893,00	10.920,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	24,00	725,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,37	3,99
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	3.218,20	443,86
Circuito Simples	3.124,20	429,16
Circuito Duplo ou Maior	94,00	14,70
Quantidade de Postes	23.746,00	3.718,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	23.746,00	3.718,00
<i>Circuito Simples</i>	22.886,00	3.621,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	860,00	97,00
Quantidade de Estruturas de Aço	26,00	0,00
Circuito Simples	13,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	13,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	233,30	0,00
Circuito Simples	233,30	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes de Concreto	2.016,00	0,00
Circuito Simples	2.016,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Ultra Alta Tensão igual a 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	8,18	0,00
Circuito Simples	8,18	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	26,00	0,00
Circuito Simples	26,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00

Equipamentos de Redes		
Média Tensão de 1 kV até 25 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	78.577,00	18.778,00
Monofásico	72.792,00	493,00
Bifásico	15,00	1,00
Trifásico	5.770,00	18.284,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	5,00	450,00
Monofásico	4,00	1,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	1,00	449,00
Quantidade de Chaves	163.553,00	81.773,00
Fusível (Monofásica)	159.931,00	72.668,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	3.622,00	9.105,00
SF6	0,00	0,00

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Quantidade de Seccionalizadores	156,00	213,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	0,00	0,00
Quantidade de Religadores	93,00	43,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	310,00	31,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	40,00	49,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Chaves	0,00	0,00
Fusível (Monofásica)	0,00	0,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	0,00	0,00
SF6	0,00	0,00
Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	0,00	0,00
Quantidade de Religadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	0,00	0,00

Subestações Transformadoras de Energia		
Aberta com maior nível de tensão abaixo de 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 69 kV		
Quantidade de Subestações	15,00	104,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	114,00	527,00
Quantidade de Transformadores	32,00	204,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	32,00	204,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	180,00	840,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	526,00	5.518,00

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Quantidade de Disjuntores de 69 kV	51,00	202,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	9,00	44,00
Quantidade de Alimentadores	38,00	475,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	7,00	38,00
Quantidade de TPs	61,00	371,00
Quantidade de TCS	167,00	783,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	31,00	211,00
Células Capacitivas	876,00	3.915,00
Aberta com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV		
Quantidade de Subestações	1,00	3,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	3,00	36,00
Quantidade de Transformadores	6,00	15,00
138 - 69	2,00	7,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	1,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	3,00	8,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	4,00	26,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	1,00	64,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	27,00	152,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	1,00	6,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	17,00
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	1,00	12,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	1,00	3,00
Quantidade de TPs	0,00	24,00
Quantidade de TCS	9,00	64,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	4,00
Células Capacitivas	0,00	42,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 230 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	1,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	3,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 230 kV	0,00	3,00
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	1,00
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	6,00
Quantidade de TCS	0,00	6,00
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 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

Subestações Telecomandadas	16,00	106,00
Subestações Móveis		
Quantidade de Subestações	1,00	
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	3,00	
Quantidade de Transformadores	1,00	
Quantidade de Chaves Seccionadoras	2,00	
Quantidade de Disjuntores	1,00	
Quantidade de TPs	0,00	
Quantidade de TCs	0,00	

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

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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

APÊNDICE II
DADOS DE CONSUMIDORES

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO URBANO								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	41	-	2.029.346	2.029.387
Monofásico	-	-	-	-	-	-	1.945.465	1.945.465
Bifásico	-	-	-	-	-	-	2.013	2.013
Trifásico	-	-	-	-	41	-	81.868	81.909
Industrial	4	-	22	-	721	-	10.190	10.937
Monofásico	-	-	-	-	-	-	2.743	2.743
Bifásico	-	-	-	-	-	-	4	4
Trifásico	4	-	22	-	721	-	7.443	8.190
Comercial	-	-	3	-	2.027	-	167.947	169.977
Monofásico	-	-	-	-	-	-	127.809	127.809
Bifásico	-	-	-	-	-	-	93	93
Trifásico	-	-	3	-	2.027	-	40.045	42.075
Rural	-	-	-	-	309	-	6.192	6.501
Monofásico	-	-	-	-	-	-	4.160	4.160
Bifásico	-	-	-	-	-	-	1	1
Trifásico	-	-	-	-	309	-	2.031	2.340
Poder Público	-	-	-	-	632	-	11.656	12.288
Monofásico	-	-	-	-	-	-	6.404	6.404
Bifásico	-	-	-	-	-	-	6	6
Trifásico	-	-	-	-	632	-	5.246	5.878
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	4.272	4.272
Serviço Público	-	-	7	-	302	-	476	785
Monofásico	-	-	-	-	-	-	102	102
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	7	-	302	-	374	683
Consumo Próprio	-	-	-	-	9	-	186	195
Total	4	-	32	-	4.041	-	2.230.265	2.234.342

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO RURAL								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	4	-	374.906	374.910
Monofásico	-	-	-	-	-	-	370.386	370.386
Bifásico	-	-	-	-	-	-	3	3
Trifásico	-	-	-	-	4	-	4.517	4.521
Industrial	1	-	8	-	373	-	1.099	1.481
Monofásico	-	-	-	-	-	-	470	470
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	1	-	8	-	373	-	629	1.011
Comercial	-	-	-	-	146	-	8.943	9.089
Monofásico	-	-	-	-	-	-	7.274	7.274
Bifásico	-	-	-	-	-	-	1	1
Trifásico	-	-	-	-	146	-	1.668	1.814
Rural	-	-	2	-	30	-	158.184	158.216
Monofásico	-	-	-	-	-	-	140.597	140.597
Bifásico	-	-	-	-	-	-	32	32
Trifásico	-	-	2	-	30	-	17.555	17.587
Poder Público	-	-	-	-	53	-	8.654	8.707
Monofásico	-	-	-	-	-	-	7.478	7.478
Bifásico	-	-	-	-	-	-	3	3
Trifásico	-	-	-	-	53	-	1.173	1.226
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	599	599
Serviço Público	-	-	-	-	180	-	592	772
Monofásico	-	-	-	-	-	-	251	251
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	180	-	341	521
Consumo Próprio	-	-	-	-	-	-	39	39
Total	1	-	10	-	786	-	553.016	553.813

ANEXO II

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 22 de abril de 2009

DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/4/2009).

ANEXO II – Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL

Em 22 de abril de 2009.

Processo nº 48500.004335/2006-61

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

I. DO OBJETIVO

Considerando o processo de revisão tarifária periódica da CELPE, apresenta-se neste anexo os valores definitivos apurados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração da CELPE.

II. DA ANÁLISE

2. A Base de Remuneração definitiva foi validada conforme segue abaixo:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS **definitivo**, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de 31 de março de 2009, é de **R\$ 3.684.304.836,31**.
- b) A Base de Remuneração Líquida **definitiva**, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 1.755.805.313,29**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 229.223.721,46**.
- d) A Taxa de Depreciação média é de **4,86%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 147.943.614,70**.

(Fls. 3 do Anexo II – Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/4/2009).

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.684.304.836,31
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.635.602,97
(3) Obrigações Especiais	229.223.721,46
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.628.669,98
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.046.816.841,90
(6) Depreciação Acumulada	1.710.301.314,83
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.974.003.521,49
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.590.425,89
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.964.413.095,60
(10) Almojarifado em Operação	4.300.695,04
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	16.315.244,11
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.755.805.313,29
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	99.372.956,54
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	11.997.463,26
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	87.375.493,28
(17) Taxa de Depreciação	4,86%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	147.943.614,70

Ativos de Distribuição	
Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.673.895.676,44
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.608.712,70
(3) Obrigações Especiais	229.223.721,46
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.121.327,27
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.036.941.915,01
(6) Depreciação Acumulada	1.705.761.295,92
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.968.134.380,53
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.563.535,62
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.958.570.844,91
(10) Almojarifado em Operação	4.300.695,04
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	16.315.244,11
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.749.963.062,60
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	99.372.956,54
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	11.997.463,26
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	87.375.493,28
(17) Taxa de Depreciação	4,86%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	147.595.377,07

Ativos de Geração

(Fls. 4 do Anexo II – Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22/4/2009).

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	10.409.159,87
(2) Índice de Aproveitamento Integral	26.890,27
(3) Obrigações Especiais	0,00
(4) Bens Totalmente Depreciados	507.342,71
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	9.874.926,89
(6) Depreciação Acumulada	4.540.018,91
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	5.869.140,96
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	26.890,27
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	5.842.250,69
(10) Almojarifado em Operação	
(11) Ativo Diferido	
(12) Terrenos e Servidões	
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	5.842.250,69
(14) Taxa de Depreciação	3,52%
(15) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	347.597,43

ANEXO III

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 12 de abril de 2009

METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X

Em 22 de abril de 2009.

Processo nº 48500.004335/2006-10

Assunto: Metodologia e cálculo do Fator X da CELPE.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da CELPE 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 revisório, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.
3. Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.
4. Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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

D_i: Quota de Reintegração Regulatória;

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

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

r_{WACC}: WACC depois de impostos

T: tributos.

8. A fórmula (1) apresentada acima é bastante intuitiva, sendo que o lado esquerdo da equação corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o lado direito corresponde ao valor presente dos custos, ou seja, à parcela B.
9. Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (6), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.



(Fls. 3 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

(Fls. 4 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

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:
- Consistência das premissas utilizadas;
 - Consistência dos dados de entrada;
 - Consistência das projeções com os dados históricos;
 - Consistência entre os dados agregados e desagregados;
 - Energia contratada para o ano-teste;
 - Comparação com projeções realizadas a partir de outras metodologias.
14. A ANEEL realiza a comparação entre as projeções enviadas pela empresa e projeções próprias, que serão obtidas a partir da metodologia de “séries de tempo”. Na formulação destes modelos, as séries são decompostas de forma estilizada em ciclos, tendências, sazonalidades e irregularidades, que se repetem no tempo, de forma que esses componentes possam ser extrapolados no futuro, ou seja:
- $$\text{Série de consumo energia (MWh)} = \text{ciclos} + \text{tendências} + \text{sazonalidades} + \text{irregularidades} \quad (4)$$
15. Na prática, a metodologia consiste na estimação de uma equação estocástica em diferenças e na posterior utilização desta equação na projeção das observações futuras. Na sua forma mais geral, a equação estimada expressa a variável dependente em função de suas próprias defasagens, de valores de outras variáveis (variáveis explicativas), de fatores não observáveis e de um termo de erro aleatório.
16. O detalhamento da metodologia utilizada pela ANEEL é descrito na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL, de 25 de setembro de 2008.
17. Especificamente quanto a projeção de mercado neste processo, a Celpe propôs em sua contribuição na Audiência Pública uma taxa de crescimento de mercado de aproximadamente 3,30% ao ano ao longo de seu ciclo tarifário e de 2,50% para o ano teste, representando uma redução de 2,85% em relação

(Fls. 5 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

ao mercado considerado na Audiência Pública. Também foi analisada a contribuição apresentada pelo Governo do Estado de Pernambuco, na qual se propõe manter como definitiva a projeção de mercado para o ano-teste considerada na Audiência Pública, e alterar o crescimento de mercado para os demais anos tarifários para a média de 9,50%.

18. Analisando as contribuições do Governo do Estado de Pernambuco, constatou-se que o estudo apresentado considerou o histórico de crescimento apenas do mercado cativo, o qual apresenta elevado aumento no período 2006-2008, especialmente para a classe industrial. Tendo em vista que nos três últimos anos houve considerável migração de consumidores do mercado livre para o cativo, a análise correta do comportamento da classe industrial deve considerar o mercado conjunto dos consumidores livres e cativos, restando prejudicada a contribuição do Governo do Estado, no que se refere à projeção de mercado.

19. Analisando as contribuições da empresa, a SRE concluiu por considerar as projeções realizadas para as classes comercial e rural, que juntas representavam algo em torno de 25% do mercado da Celpe em 2008. Porém, a SRE não adotou as projeções da empresa para as classes Residencial, Industrial e Demais Classes.

20. Na avaliação da projeção de mercado para a área de concessão da Celpe deve-se levar em consideração dois aspectos principais: no que diz respeito ao ano teste, é preciso considerar que há perspectiva de baixo desempenho da economia em 2009, sendo que a partir de dezembro de 2008 observa-se uma redução na taxa de crescimento do mercado e, entre janeiro e março de 2009, houve uma queda acentuada no nível de consumo de energia elétrica da classe industrial. No entanto, a expectativa do mercado (boletim Focus/BACEN) é de recuperação das taxas de crescimento do PIB a partir do segundo semestre de 2009, de modo a alcançar uma taxa para o ano de 2009 que, apesar de muito inferior ao crescimento dos anos anteriores, seja superior ao que vem se realizando no início deste ano. Conclui-se que a leitura do comportamento da economia pelo mercado é de que houve uma redução atípica, um “vale”, no nível de atividade econômica neste início de ano, com a perspectiva de leve recuperação nos próximos meses e retomada do nível de crescimento da economia a partir de 2010.

21. Cabe destacar que as variáveis estimativa de PIB e Produção Industrial, informadas pelo Banco Central por meio do Boletim Focus, são projeções para a economia brasileira como um todo, e não apenas para a economia do Estado de Pernambuco. Assim, a perspectiva para a economia do Estado de Pernambuco foi estimada de acordo com a expectativa do mercado para a economia brasileira e a correlação da série histórica desta com aquela.

22. Para a análise dos resultados das projeções de mercado realizadas, deve-se observar que o mercado projetado para o ano-teste (abril/09 a março/10) irá refletir uma taxa de crescimento sobre um ano tarifário (abril/08 a março/09) que já considera os efeitos da retração na economia. Nesse sentido, o crescimento estimado para os meses de janeiro a março de 2010 representará uma recuperação sobre uma base bastante influenciada pela queda na atividade econômica. Cabe destacar que no ano anterior ao ano-teste (abril/08 a março/09), o crescimento do mercado total da Celpe foi de 2,49%, bem abaixo da média de crescimento do período pós-acionamento de energia, de 4,42%, e do crescimento no ano anterior (abril/07 a março/08), de 6,03%.

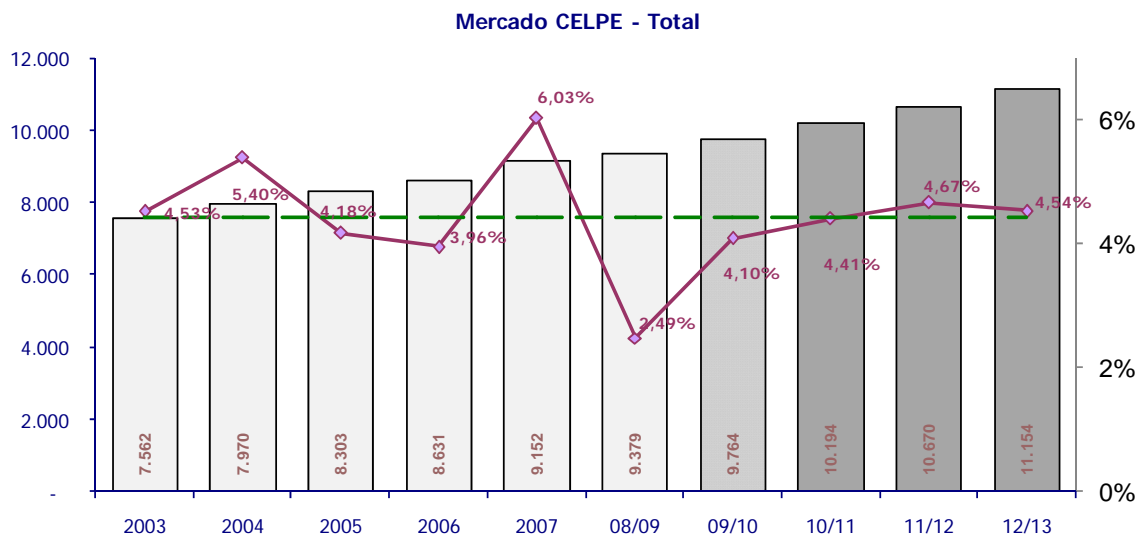
23. Este fator dificulta a análise da projeção do ano teste, pois a base de comparação é atipicamente baixa. Caso o mercado de 2008 tivesse crescido normalmente, ou seja, de acordo com seu crescimento histórico, o percentual de crescimento previsto pela Celpe corresponderia a 0,04%, enquanto o previsto pela ANEEL 2,17%, refletindo de forma adequada o impacto sobre o mercado decorrente da expectativa de evolução da economia para 2009. Em relação à projeção para a classe industrial, caso o

(Fls. 6 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

consumo de 2008 tivesse crescido de acordo com sua média histórica, o percentual de crescimento projetado pela Celpe corresponderia a -3,05%, enquanto o previsto pela ANEEL 1,32%, sendo a média histórica (pós-acionamento) de crescimento desta classe de 4,00%.

24. No que se refere ao período 2010-2013, na medida em que a expectativa de mercado aponta para uma volta à normalidade da economia brasileira, é preciso observar a média de crescimento histórica do mercado.

25. De forma a capturar os efeitos das expectativas da economia sobre o mercado da Celpe, os modelos de projeção adotados pela ANEEL utilizam como variáveis explicativas o PIB, para o mercado residencial, e produção industrial para o consumo industrial. As projeções para o período 2009/2013 foram obtidas do boletim Focus, divulgado pelo Banco Central, sendo utilizados para análise do mercado os dados mais atualizados possíveis. Em relação ao mercado considerado na Audiência Pública, a reanálise do mercado da Celpe, com as contribuições recebidas no período de audiência, atualização dos dados de consumo, as novas expectativas para a economia brasileira e a análise de consistência das projeções por modelos econométricos novamente estimados, levou à redução do valor previsto para todas as classes, exceto para a industrial, que mantém o valor inicialmente estimado. O gráfico abaixo demonstra as projeções para o mercado da Celpe, sendo o mercado Rural e Comercial projetados pela empresa e os demais pela ANEEL.



(Fls. 7 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

IV.2 – Custos Operacionais

26. 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.

27. 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.

28. 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.

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

29. 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

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

IV.4. Depreciação

31. É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa média de depreciação é aquela estabelecida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, conforme Anexo II da Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL, de 22 de abril de 2009.

IV. 5 – Impostos

32. 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

(Fls. 8 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

33. 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.

34. 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.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

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

40. 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.

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

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

(Fls. 9 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

onde:

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

X_1 : X recalculado.

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

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

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

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.

43. 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

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

IV.8 – Base de Remuneração Regulatória

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

IV.9 – Custo de Capital (WACC)¹

46. 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.

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

(Fls. 10 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

V. CÁLCULO DO FATOR X

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

48. Diante das análises apresentadas, o componente Xe da CELPE referente à segunda revisão tarifária periódica é de 0,37%. O Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X é apresentado na tabela seguinte.

I. FLUXO DE RECEITAS

Fator X		0,37%			
TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Residencial		85,82	85,50	85,18	84,87
Industrial		85,82	85,50	85,18	84,87
Comercial		85,82	85,50	85,18	84,87
Rural		85,82	85,50	85,18	84,87
Demais		85,82	85,50	85,18	84,87
MERCADO (MWh)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Residencial		3.338.939	3.505.868	3.677.601	3.857.746
Industrial		2.634.263	2.689.705	2.812.863	2.928.442
Comercial		1.896.902	1.981.091	2.062.727	2.146.344
Rural		535.000	594.174	625.563	659.234
Demais		1.480.637	1.550.361	1.623.371	1.699.824
Total		9.885.741	10.321.199,61	10.802.124,29	11.291.589,73
RECEITA (R\$)		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Residencial		286.535.348	299.746.839	313.265.752	327.394.384
Industrial		226.062.670	229.966.065	239.605.537	248.527.417
Comercial		162.785.087	169.380.518	175.707.417	182.153.273
Rural		45.911.714	50.801.048	53.286.770	55.947.057
Demais		127.062.770	132.553.703	138.282.150	144.258.565
Total da Receita		848.357.590	882.448.173	920.147.626	958.280.696

II. CUSTOS OPERACIONAIS

CONSUMIDORES		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Número de Unidades Consumidoras		2.812.200	2.901.347	2.990.494	3.079.641
CUSTOS OPERACIONAIS		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Custos de O&M	Pessoal	85.782.366	88.418.115	91.053.863	93.689.612
	Material e Serviços	54.624.469	57.030.632	59.688.020	62.392.601
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	78.046.768	80.444.833	82.842.897	85.240.962
	Material e Serviços	61.375.141	63.260.954	65.146.766	67.032.579
Custos de Administração	Pessoal	82.365.458	82.365.458	82.365.458	82.365.458
	Material e Serviços	51.167.728	51.167.728	51.167.728	51.167.728
TOTAL		413.361.930	422.687.718	432.264.733	441.888.940

III. INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Total Considerado	217.555.000	217.555.000	217.555.000	217.555.000	
Total Projetado					

IV. FLUXO DE DESPESAS

(Fls. 11 do Anexo II – Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009).

BASE DE REMUNERAÇÃO		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Capital de Giro	42.417.879	42.417.879	44.122.409	46.007.381	47.914.035
2. AIS Bruto de Distribuição	3.575.296.277	3.792.851.277	4.010.406.277	4.227.961.277	4.445.516.277
3. Bens Totalmente Depreciados	398.628.670	398.628.670	398.628.670	398.628.670	398.628.670
4. Depreciação Acumulada	(1.698.303.852)	(1.852.552.601)	(2.017.365.121)	(2.192.741.411)	(2.378.681.472)
4.1. Depreciação no ano		(154.248.750)	(164.812.520)	(175.376.290)	(185.940.060)
5. Saldo Bruto das Obrigações Especiais	(229.223.721)	(229.223.721)	(229.223.721)	(229.223.721)	(229.223.721)
5.1. Amortização no ano		11.130.366	11.130.366	11.130.366	11.130.366
5.2. Amortização acumulada		11.130.366	22.260.732	33.391.097	44.521.463
5.3. Saldo líquido das obrigações especiais	(229.223.721)	(218.093.356)	(206.962.990)	(195.832.624)	(184.702.258)
6. Terrenos e Servidões	16.315.244	16.315.244	16.315.244	16.315.244	16.315.244
7. Almoarifado e Ativo Diferido	4.300.695	4.300.695	4.300.695	4.300.695	4.300.695
8. Base de Remuneração Líquida	1.710.802.522	1.785.239.138	1.850.816.513	1.906.010.562	1.950.662.521
9. AIS Bruto de Distribuição - RGR/PLPT	99.372.957	99.372.957	99.372.957	99.372.957	99.372.957
9.1. Depreciação acumulada	(11.997.463)	(16.822.694)	(21.647.925)	(26.473.156)	(31.298.386)
9.2. Depreciação no ano		(4.825.231)	(4.825.231)	(4.825.231)	(4.825.231)
10. Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	87.375.493	82.550.263	77.725.032	72.899.801	68.074.570
11. Base de Remuneração Líquida Total	1.798.178.016	1.867.789.401	1.928.541.545	1.978.910.363	2.018.737.091
	1.755.760.136				

FLUXO DE DESPESAS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Custos Operacionais	413.361.930	422.687.718	432.264.733	441.888.940
2. Receitas Irrecuperáveis	29.651.977	30.843.518	32.161.198	33.494.033
3. Quota de Reintegração Regulatória	147.943.615	158.507.385	169.071.155	179.634.925
4. Remuneração Bruta do Capital	257.916.441	269.138.325	279.024.611	287.345.532
5. Remuneração do Capital - RGR/PLPT	5.871.633	5.547.378	5.223.122	4.898.867
Total da Parcela B	854.745.596	886.724.324	917.744.819	947.262.297

VPL do Fluxo de Receita	2.849.518.447
VPL do Fluxo de Despesa	2.849.518.447
Diferença	0,00
Fator X	0,37%

ANEXO IV

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 22 de abril de 2009

APURAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

Nota Técnica nº 0031/2009-SRD/ANEEL

Em 30 de março de 2009.

Processo n.º: 48500.001066/2008-78.

Assunto: Análise das contribuições apresentadas na Audiência Pública n.º 006/2009 sobre a Nota Técnica n.º 0012/2009-SRD/ANEEL, referente à determinação do montante de perdas técnicas da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, com objetivo de subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão.

I. DO OBJETIVO

Analisar as contribuições apresentadas na Audiência Pública n.º 006/2009 sobre a Nota Técnica n.º 0012/2009-SRD/ANEEL, referente à determinação do montante de perdas técnicas da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, com objetivo de subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão.

II. DOS FATOS

2. Em 03 de setembro de 2008, com objetivo de obter as informações para o cálculo das perdas na distribuição da CELPE, foi enviado à concessionária o Ofício n.º 289/2008-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento dos dados necessários para a realização do cálculo.

3. Após a análise dos dados enviados pela CELPE, a SRD, através do Ofício n.º 0408/2008-SRD/ANEEL, de 11 de novembro de 2008, solicitou à distribuidora esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

4. Em resposta ao Ofício n.º 0408/2008-SRD/ANEEL, de 11/11/2008, supracitado, através da Carta SRE 160/08, protocolada na Agência em 26 de novembro de 2008, a CELPE enviou as informações solicitadas.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

5. Após segunda análise dos dados enviados pela CELPE, a SRD, através do Ofício n.º 0420/2008-SRD/ANEEL, de 28 de novembro de 2008, solicitou à distribuidora esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

6. Em resposta ao Ofício n.º 0420/2008-SRD/ANEEL, de 28/11/2008, supracitado, através da Carta SRE 167/08, protocolada na Agência em 05 de dezembro de 2008, a CELPE enviou as informações solicitadas.

7. Em 27 de janeiro de 2009, foi emitida a Nota Técnica n.º 0012/2009-SRD/ANEEL, com a determinação do montante de perdas na distribuição da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, remetido à SRE através do Memorando n.º 0047/2009-SRD/ANEEL na mesma data.

8. Como parte do processo de Audiência Pública, no período de 18 de fevereiro à 20 de março de 2009, a proposta preliminar da Nota Técnica n.º 0012/2009-SRD/ANEEL, juntamente com outras Notas Técnicas, foi disponibilizada para consulta da sociedade e para o recebimento de contribuições com vistas à aprimorar o processo da segunda revisão tarifária periódica da CELPE. Complementarmente, foi realizada no município do Recife no estado de Pernambuco uma Audiência ao vivo no dia 19 de março de 2009.

III. DA ANÁLISE

9. No processo de Audiência Pública foram recebidas contribuições especificamente sobre as perdas técnicas apresentadas pela própria CELPE e pelo Governo do Estado de Pernambuco.

III.I. – Contribuições da CELPE

10. As contribuições apresentadas pela CELPE foram encontradas no Anexo III do documento “Contribuição da CELPE sobre a Proposta da ANEEL de Revisão Tarifária Periódica AP nº 006/2009”.

11. O primeiro ponto destacado diz respeito à adição de 5% na perda técnica nos níveis de alta tensão a título de perdas diversas. Argumenta a concessionária que este procedimento está de acordo com a metodologia da ANEEL e se faz necessário, uma vez que os dados de perda técnica nos segmentos de alta tensão foram obtidos por meio de simulação de fluxo de carga.

12. Sobre este ponto esclarecemos que a contribuição dada pela distribuidora foi aceita, dado que de fato a adição de 5% referente às perdas diversas está contemplada na metodologia definida pela ANEEL. Por este motivo, nova apuração das perdas técnicas da CELPE será reapresentada na seção III.III considerando o item proposto.

13. O segundo ponto abordado pela distribuidora diz respeito às perdas técnicas do segmento de baixa tensão. Argumenta a distribuidora que no segmento da baixa tensão, a metodologia da ANEEL considera 5 configurações típicas de redes secundárias. A metodologia considera ainda a distribuição de carga uniforme, constante ao longo de toda a rede secundária, além do modelo de carga constante em relação à tensão.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

14. A distribuidora afirma que faz uso de ferramenta baseada em uma plataforma de redes com modelos elétricos trifásicos e topologia geo-referenciada obtidos diretamente do cadastro corporativo da empresa. Também afirma que a ferramenta apura a perda técnica por segmento do sistema de distribuição calcada em cálculo de fluxo de potência trifásico, desequilibrado, e com modelagem de carga por curvas de carga típicas em 24 patamares diários, obtidas de campanhas de medidas para os ciclos de revisão tarifária.

15. Como resultado indica que houve diferença significativa entre os valores apurados entre a metodologia utilizada pela distribuidora e pela ANEEL. Em suma atribui esta discrepância às premissas de otimização do modelo da ANEEL, mesmo considerando os fatores corretivos (15%) aplicados no modelo regulatório.

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

17. A CELPE questiona a metodologia adotada pela ANEEL, afirmando que a mesma adota premissas muito eficientes, e até mesmo inatingíveis. Entretanto, algumas empresas já operam com valores de perdas inferiores aos calculados pela metodologia da ANEEL, o que mostra que o argumento da concessionária não é pertinente. É dever da agência estimular as boas práticas de engenharia e a redução do desperdício de energia, tanto no âmbito das perdas técnicas quanto das perdas não técnicas, visto que uma eventual má gestão por parte da concessionária vai onerar indevidamente os seus consumidores.

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

III.II. – Contribuições do Governo do Estado de Pernambuco

19. As contribuições dadas pelo Governo do Estado de Pernambuco foram encontradas no documento “Contribuições Referentes à Audiência Pública n.º 006 /2009”.

20. O primeiro ponto levantado pelo Governo propõe que seja adotado o mesmo procedimento regulatório para as perdas técnicas aplicável às perdas não técnicas, ou seja, estabelecer uma trajetória decrescente para a redução anual.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

21. O agente argumenta que a rede de distribuição da CELPE é concentrada e localizada próximo às linhas de transmissão, em uma topologia que a confere condições de otimizá-la, com redução substancial do nível de perdas técnicas. O agente também argumenta que diversas medidas podem ser tomadas para redução das perdas técnicas.

22. Destaca-se que após a definição do valor da perda técnica conforme metodologia, a ANEEL adota este valor já a partir do primeiro ano da revisão tarifária, sendo válido durante todo o ciclo. Esta definição induz a distribuidora a buscar a eficiência nos níveis de perda técnica. Uma vez que a perda técnica é fixada no momento da revisão tarifária, não há necessidade de traçar uma trajetória para a distribuidora alcançá-la.

23. O segundo ponto colocado na contribuição do Governo do Estado de Pernambuco propõe que também seja acompanhado pela ANEEL o plano de obras da CELPE, de modo a identificar as obras de expansão do sistema elétrico de transmissão e distribuição que têm impacto no atendimento aos novos clientes e na redução das perdas técnicas.

24. A ANEEL no processo de regulação dos agentes se utiliza de instrumentos amplamente conhecidos para incentivar os agentes a reduzirem os custos de operação e tornar eficientes os processos de gestão. O processo de planejamento do segmento de distribuição é bastante complexo e dinâmico, além disso, envolve o conhecimento profundo de diversas variáveis que dificultam a parametrização de soluções pré-arranjadas. A constante modificação do perfil de mercado, a influência das variáveis externas, a introdução de novas tecnologias no ambiente de distribuição, entre outros, são pontos que exigem expertise no conhecimento do sistema.

25. Simplificar o complexo processo de planejamento ao simples acompanhamento de obras para redução de perdas técnicas não implica na otimização dos demais itens relacionados à expansão do sistema para atendimento ao mercado com a qualidade necessária. A dificuldade de implementar um processo desta natureza poderia trazer mais malefícios que benefícios na medida em que o regulador não é o responsável direto pela concessão, mas sim o concessionário. A obrigação da ANEEL neste caso é implementar metodologias de indução à eficiência do setor e busca alcançar este objetivo por meio de indicadores e metas a serem cumpridas pelos regulados. Não havendo a eficiência por parte da distribuidora, ela deve ser penalizada.

26. Por tanto, às metodologias definidas nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST e os mecanismos utilizados pela agência têm o objetivo primordial de buscar a eficiência dos regulados garantido a melhoria constante das técnicas de gestão.

III. III. – Dos resultados

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

Descrição	Montantes	Sobre Energia
-----------	-----------	---------------

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

	(MWh/ano)	Injetada (%)
Energia Total Injetada	11.149.541,74	100,0000
Energia Total Fornecida	9.343.215,12	83,7991
Perdas na Distribuição	1.806.326,62	16,2009
Perdas Técnicas	915.396,90	8,2102
Perdas Não-Técnicas	890.929,72	7,9907

Tabela 1 - Montantes de perdas da CELPE para o período base de julho de 2007 a junho de 2008.

	Energia Circulante	Perdas		
		Montante	Sobre a energia do segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
Rede A1	174.581,09	276,12	0,1582	0,0025
Rede A2	443.801,67	25.957,58	5,8489	0,2328
Rede A3	10.474.471,72	269.185,28	2,5699	2,4143
Rede A4	9.314.544,50	188.864,63	2,0276	1,6939
Rede B	5.589.709,33	121.219,52	2,1686	1,0872
Ramais	4.977.765,54	11.717,95	0,2354	0,1051
Medidores	4.977.765,54	34.052,48	0,6841	0,3054
Trafos A2/A3	410.194,41	2.330,99	0,5683	0,0209
Trafos A2/A4	7.649,68	124,30	1,6249	0,0011
Trafos A3/A4	8.891.495,86	49.027,41	0,5514	0,4397
Trafos A4/B	6.203.779,37	212.640,64	3,4276	1,9072
TOTAL				8,2102

Tabela 2 - Perdas técnicas da CELPE por segmento de rede e transformação.

	Energia Circulante	Perdas			
		Origem	Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
			MWh	%	%
Trafos A2/A3	410.194,41	Ferro	1.709,73	0,4168	0,0153
		Cobre	621,26	0,1515	0,0056
Trafos A2/A4	7.649,68	Ferro	120,78	1,5789	0,0011
		Cobre	3,52	0,0461	0,0000

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

Trafos A3/A4	8.891.495,86	Ferro	25.631,80	0,2883	0,2299
		Cobre	23.395,61	0,2631	0,2098
Trafos A4/B	6.203.779,37	Ferro	122.083,85	1,9679	1,0950
		Cobre	90.556,79	1,4597	0,8122
TOTAL					2,3689

Tabela 3 – Perdas técnicas nos transformadores da CELPE discriminadas entre ferro e cobre.

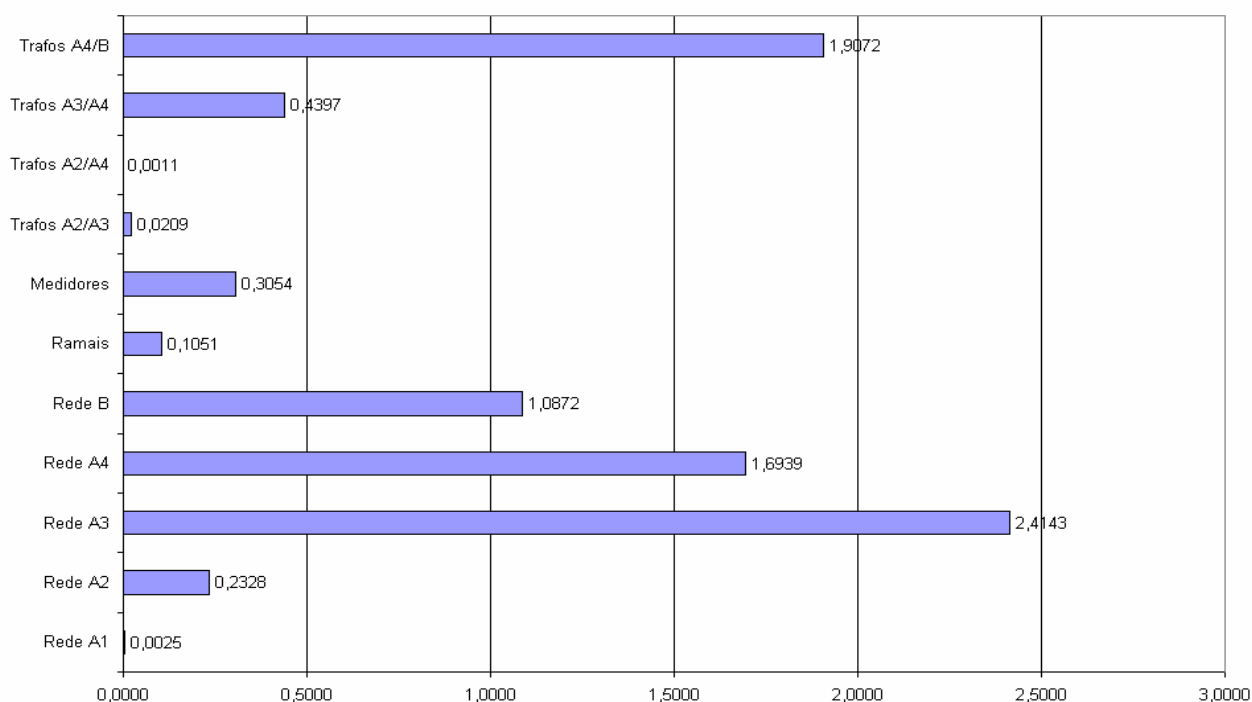


Figura 1- Percentual de perdas técnicas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

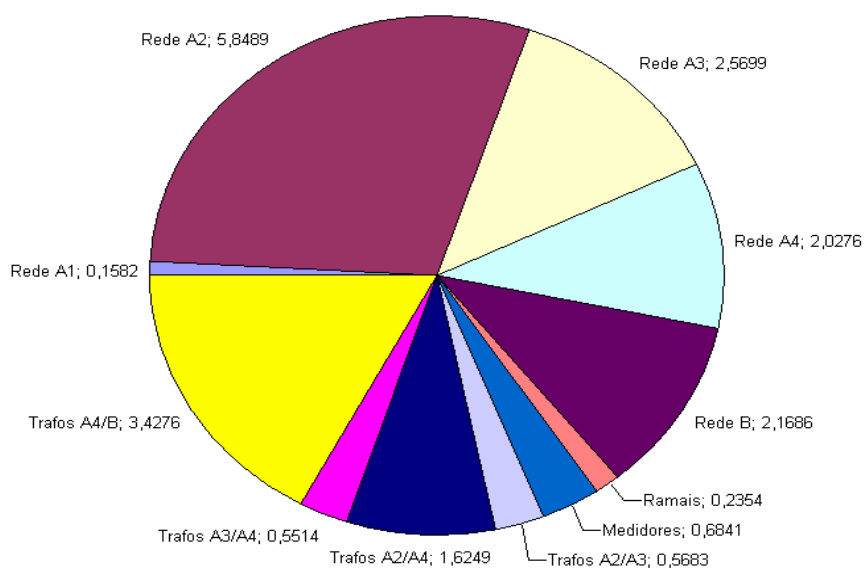


Figura 2 - Percentual de perdas técnicas por segmento e transformação em relação à energia injetada no nível.

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

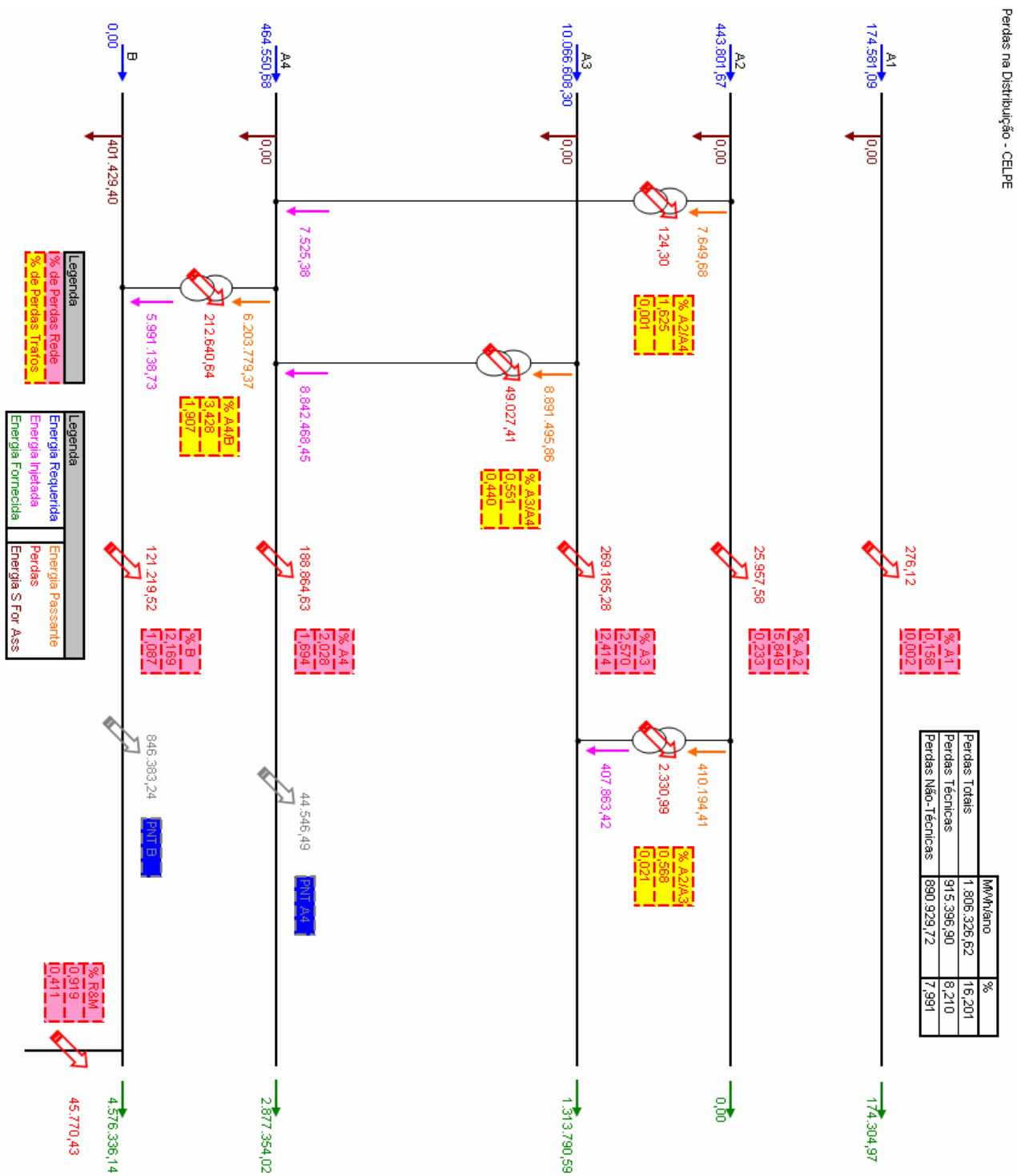


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da CELPE.

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

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

28. 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”*.

29. 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.

30. 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)

31. 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. 11 da Nota Técnica nº 0031/2009–SRD/ANEEL, de 30/03/2009

32. 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.

33. 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

34. O cálculo considerou a metodologia adotada pela ANEEL conforme análise das contribuições explanadas anteriormente 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

35. Que a SRE, face às análises das contribuições feitas nesta Nota Técnica e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, os quais foram apresentados nesta Nota Técnica, adote o valor de perda técnica no processo de revisão tarifária da CELPE.

RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

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