

ANEXO I

Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL
Brasília, 18 de Outubro de 2007

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA CPFL - PIRATININGA

Índice

I. DO OBJETIVO	1
II. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	1
II.1. DESCRIÇÃO DA EMPRESA	1
II. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS	2
II.1 – PROCESSO DE ELABORAÇÃO E ANÁLISE	2
II.1.1. Etapas de Construção dos Custos de Referência	2
II.1.2. Análise de Consistência Global	3
II.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS	6
II.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA	8
II.3.1. Custos de Pessoal	9
II.3.1.1. Remunerações Adotadas	9
II.3.1.2. Encargos Adicionais de Pessoal	10
II.3.2. Custos Adicionais	11
II.3.3. Serviços e Materiais de Reposição	12
II.3.3.1. Custos de Referência da Área Administrativa	13
II.3.3.2. Custos de Referência da Área Comercial	13
II.3.3.3. Custos de Referência da Área de Operação e Manutenção	14
II.4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS ANUIDADES	14
II.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios	14
II.4.2. Transporte	15
II.4.3. Sistemas de Informática	17
III. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS	18
III.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL	19
III.2.1 CONSELHO E PRESIDÊNCIA	27
III.2.1.1 – Recursos Humanos Requeridos	27
III.2.1.2 – Custos do Conselho de Administração e Fiscal e da Presidência	28
III.2.2. DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO	29
III.2.2.1 – Recursos Humanos Requeridos	29
III.2.2.2 – Custos da Diretoria de Administração	30
III.2.3. DIRETORIA DE FINANÇAS	30
III.2.3.1 – Recursos Humanos Requeridos	30
III.2.3.2 – Custos da Diretoria de Finanças	31
III.2.4. DIRETORIA TÉCNICA	31
III.2.4.1 – Recursos Humanos Requeridos	31
III.2.4.2 – Custos da Diretoria Técnica	32
III.2.5. GERÊNCIAS REGIONAIS	33
III.2.5.1 – Recursos Humanos Requeridos	33
III.2.5.2 – Custos das Gerências Regionais	34
III.2.6. ÁREA COMERCIAL	34
III.2.6.1 – DIRETORIA COMERCIAL	34
III.2.6.1.1. Recursos Humanos Requeridos	34
III.2.6.1.2. Custos da Diretoria Comercial	35
III.2.6.2 – ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	36
III.2.6.2.1. Recursos Humanos Requeridos	36
III.2.6.2.2. Custos dos Escritórios Comerciais	38
III.2.6.3 – PROCESSOS COMERCIAIS	38
III.2.6.3.1. Leitura, Envio de Faturas e Documentos e Cobrança	39
III.2.7. ÁREA TÉCNICA	42
III.2.7.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	42

III.2.7.1.1. Definição dos Processos e Atividades	42
III.2.7.1.2. Frequências Médias Anuais de Realização das Tarefas	45
III.2.7.1.3. Valoração dos Custos Associados às Tarefas	46
III.2.7.2. RECURSOS HUMANOS REQUERIDOS E CUSTOS TOTAIS	48
III.3. CUSTOS ADICIONAIS	49
III.4. DIMENSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS	50
III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios	51
III.4.2. Sistemas de Informática	51
III.4.3. Transporte	52
III.4.5. Custo Total das Anuidades	53
III.5. RESULTADOS FINAIS – MARÇO/2007	54
III.6. RESULTADOS FINAIS – OUTUBRO/2007	55
IV. CONCLUSÕES	55

Processo nº 48500.004296/2006-19

Assunto: Metodologia e cálculo dos custos de administração, operação e manutenção de Empresa de Referência relacionada à concessionária de distribuição de energia elétrica CPFL - PIRATININGA.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste estudo é apresentar a metodologia e os critérios gerais adotados para determinação dos níveis eficientes de custos operacionais considerados para a segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica CPFL - PIRATININGA.

II. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

II.1. DESCRIÇÃO DA EMPRESA

2. A seguir, apresenta-se a quantidade de clientes em março de 2007 informada pela Empresa, classificada por níveis de tensão e tipos de consumidores.

Tabela 1: Quantidade de Clientes

Classe de Consumo	A1	A2	A3	A3a	A4	AS-BT	B-BT	Total
Residencial	0	0	0	0	22	0	1.249.700	1.249.722
Industrial	1	47	0	0	1.352	0	9.854	11.254
Comercial	0	2	0	0	1.359	0	92.940	94.301
Rural	0	0	0	0	83	0	8.021	8.104
Poder Público	0	1	0	0	186	0	6.101	6.288
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0	867	867
Serviço Público	0	1	0	0	146	0	625	772
Consumo Próprio	0	0	0	0	2	0	86	88
Total	1	51	0	0	3.150	0	1.368.194	1.371.396

3. As instalações físicas informadas pela empresa são apresentadas no Apêndice I, separadas por localização (urbana / rural), tipos de instalação (redes, transformadores e equipamentos de manobra) e níveis de tensão. A partir dos dados, constata-se que a Concessionária tem, em março de 2007, uma densidade de 192 clientes por km² e de 62 clientes por km de rede.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

II. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

4. A seguir, detalha-se o processo de construção dos custos operacionais referenciais bem como as análises de consistência a serem realizadas. Também são especificados os principais critérios e parâmetros utilizados no cálculo dos custos operacionais.

II.1 – PROCESSO DE ELABORAÇÃO E ANÁLISE

5. 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. Para isso, apresentam-se a seguir as etapas do processo de elaboração e análise dos custos operacionais.

II.1.1. Etapas de Construção dos Custos de Referência

6. De forma a sintetizar o processo de construção dos custos operacionais e análise crítica dos resultados, deve-se observar uma seqüência de etapas a serem seguidas:

▪ Etapa I – Levantamento, Consolidação e Auditagem de Informações

7. Refere-se ao levantamento e consolidação de informações de natureza técnica e econômica junto às empresas. Para isso, obtêm-se os dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de capacidade instalada, segregados por nível de tensão. Também se levantam os dados de custos operacionais das empresas, de forma desagregada, para subsidiarem as análises e a definição de parâmetros regulatórios. Esses dados são passíveis de fiscalização pelo órgão regulador que, após serem consolidados e auditados, constituem-se como entradas do modelo.

▪ Etapa II – Empresa de Referência

8. Nesta etapa é estruturada uma empresa de referência que será desenhada para as atividades administrativa e de operação e manutenção.

9. Assim, para a determinação dos custos administrativos, deverá ser definido:

- Estrutura de pessoal a partir de um organograma referencial para cada empresa, a partir de sua classificação dentro de determinados grupos de similaridade pré-definidos;
- Nível de remunerações sobre a base de salários em outras empresas similares e de acordo com referências de mercado;
- Estrutura física referencial de instalações.

10. Os custos de operação e manutenção são determinados através do cálculo dos Custos Unitários de Operação e Manutenção, seguindo-se o seguinte processo:

- a) Definição dos parâmetros de cálculo:
 - Custos de Hora-Homem;

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- Custos de Horas-Máquina;
- Determinação das atividades de manutenção classificadas em manutenção corretiva e preventiva;
- Tempos regulares de correção e manutenção das instalações, incluindo os tempos médios de execução e deslocamento;
- Frequência de Manutenção, definida a partir da taxa média de falha das instalações por tipo e nível de tensão;
- Infra-estrutura referencial para o desenvolvimento da atividade de operação, envolvendo a área geográfica de atendimento e a definição de unidades de operação.

b) Cálculo do Custo Unitário Padrão por unidade de manutenção, envolvendo:

- Cálculo dos custos de manutenção regular, para o qual são multiplicadas as quantidades globais agrupadas (pelas etapas) do sistema de distribuição pelos custos unitários padrão de manutenção.
- Cálculo do Custo Regular por Unidade de Operação, em função de um dimensionamento eficiente da equipe de emergência e equipamento para executar o trabalho.

▪ **Etapa III – Determinação das Anuidades**

11. Nesta etapa deverão ser determinadas as anuidades de investimento (edificações, veículos, sistemas de informática), os quais não são incluídos na base de remuneração.

▪ **Etapa IV – Composição Total dos Custos**

12. Finalmente, nesta etapa são consolidados os custos identificados e calculados nas etapas anteriores, somando-se às anuidades, que irão compor o custo total da Empresa de Referência. Esse valor final deverá refletir a consistência entre as metodologias de cálculo e a análise dos resultados observados nas empresas, dadas as características específicas de cada uma.

II.1.2. Análise de Consistência Global

13. No primeiro ciclo de revisão tarifária, foi definido um nível de custos operacionais eficientes com o propósito de estimular as empresas a uma maior eficiência em sua gestão, já que poderiam reter, como bônus, a diferença entre os custos definidos na revisão tarifária e os que efetivamente pudessem alcançar durante o período tarifário subsequente.

14. Assim, coerente com o regime de regulação por incentivos, no ciclo tarifário seguinte deve-se estabelecer novamente o nível eficiente de custos operacionais. Isso pode ser visto na figura abaixo, onde o período T1 corresponde à primeira revisão tarifária e o período T2 à segunda revisão e considera-se a redução de custos provenientes dos ganhos de eficiência advindos de uma gestão adequada da empresa. Evidentemente, o novo nível de custos operacionais deverá considerar também a evolução e crescimento dos ativos em virtude do mercado da concessionária bem como a adoção de novos métodos mais eficientes na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

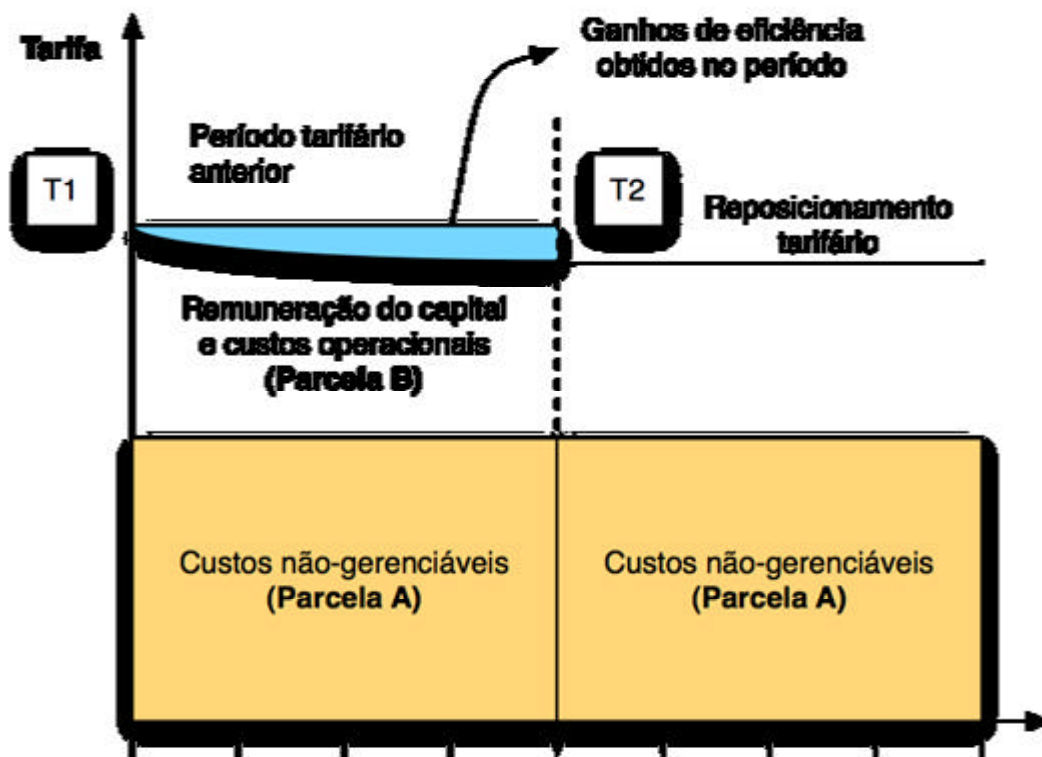


Figura 1: Regime de Regulação por Incentivos

15. Verifica-se que a aplicação da metodologia de Empresa de Referência no primeiro ciclo tarifário teve como resultado a redução da diferença de performance que havia entre as empresas, o que é uma característica acentuada nos estágios iniciais de regulação. A partir dessa primeira iteração, torna-se possível, agora, a utilização de análises complementares que avaliem o desempenho observado das empresas, com a aplicação de critérios de eficiência que simulem a competição entre elas de forma que, a cada ciclo tarifário, os custos possam se reduzir em função dos ganhos de eficiência obtidos pelo conjunto das empresas.

16. Adicionalmente, entende-se que as concessionárias (em sua maioria na condição de empresas privadas) procuram sua efetiva rentabilidade, de modo a remunerar os investimentos efetuados no negócio. A busca de rentabilidade ocorre por vários meios, incluindo o aumento de produtividade visando à redução de custos e otimização dos investimentos. Esse comportamento ocorre a despeito das concessionárias estarem sujeitas à regulação econômica, decorrente da condição de monopólio natural vigente na distribuição de energia elétrica.

17. Dessa forma, a ferramenta utilizada para construir a Empresa de Referência constitui-se em um instrumento de aferição do nível de custos praticados pela empresa real. É evidente que não há nenhum modelo robusto o suficiente que seja capaz de determinar com precisão todos os custos decorrentes das atividades desempenhadas por uma empresa de tamanha complexidade como é o caso de uma distribuidora de energia elétrica. Portanto, o objetivo da ferramenta utilizada não deve ser o de determinar os valores finais a serem reconhecidos como custos operacionais eficientes, mas como um mecanismo importante para construir esses custos.

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

18. Como a ferramenta da Empresa de Referência constrói os custos a partir de uma abordagem “*Bottom-up*”, esse resultado deve ser confrontado com uma análise global de “*cima para baixo*” de modo a garantir a consistência dos resultados finais.

19. A análise global deve se dar através de dois estudos, a saber:

- i. **Análise histórica** de custos intra-empresa, segundo critérios de consistência e prudência, considerados os respectivos níveis de qualidade obtidos e aqueles estabelecidos em contratos de concessão ;
- ii. **Análise comparada** de custos (inter-empresas) com base no exame do desempenho (eficiência operacional) de empresas similares.

20. A primeira análise tem como foco o exame da consistência e prudência da trajetória dos custos operacionais, investigando-se ainda a coerência e razoabilidade dos custos incorridos. Essa análise leva em consideração as características básicas da concessionária, particularmente a taxa de crescimento de seu mercado, a extensão geográfica, número e tipo de consumidores e cargas, identificando os principais movimentos das diferentes categorias de custos no período anterior à revisão bem como os níveis de qualidade de serviço.

21. A análise histórica/estrutural dos custos operacionais incorridos é a primeira aproximação à adequação ou razoabilidade do seu gerenciamento e está voltada à sua própria história recente, ao comportamento de parâmetros como os gastos por consumidor, ao comportamento dos diferentes itens em termos reais, às possíveis composições entre esses itens – caso da relação serviços de terceiros x gastos com pessoal e aos indicadores de qualidade de serviço hoje existentes.

22. O segundo estudo visa tão somente indicar o nível de eficiência da empresa analisada em relação às demais, o que subsidia a análise dos resultados a serem confrontados entre a Empresa de Referência e a empresa real. Essa análise é importante para validar a razoabilidade dos custos das empresas individuais. A análise comparada fornece, portanto, um princípio ordenador. Ou seja, empresas que sejam as mais eficientes ou estejam mais próximas das mais eficientes, sempre limitando-nos aqui aos custos operacionais.

23. O processo de análise pode ser visualizado, de forma simplificada, no diagrama a seguir.

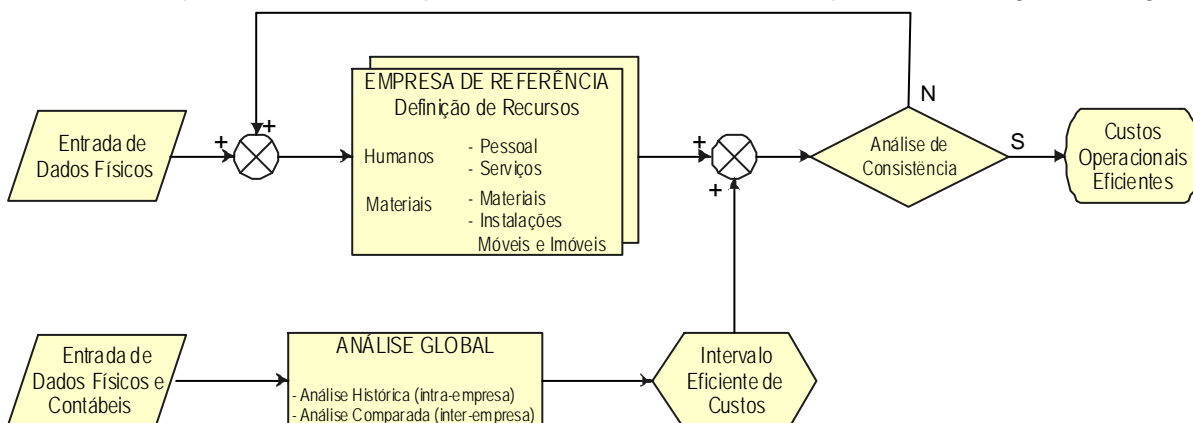


Figura 2: Processo de Análise dos Custos Operacionais

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

II.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS

24. 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.

25. 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.

26. Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá assegurar um adequado retorno sobre o capital investido e fazer face a custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

27. 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;

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- **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.

28. Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade com dispersão geográfica, sendo executados de maneira centralizada na sede corporativa da empresa. Cumpre observar que os P&A relacionados ao planejamento da expansão física do sistema elétrico, respectivos projeto e implantação (construção/obras) não são detalhados no escopo da Empresa de Referência, por estarem relacionados ao investimento remunerado no âmbito da concessão, não sendo as despesas correspondentes a pessoal, material, serviços de terceiros e outros tratados em rubricas de custeio.

29. 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”.

30. 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.

31. 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.

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

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- 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.

33. 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.

34. 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.

35. 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.

36. 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).

37. 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.

II.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

38. Todos os custos foram considerados a preços de **Março de 2007**; em consequência, os custos calculados valem para essa data. 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.

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

39. Os custos de materiais utilizados provisoriamente no modelo de cálculo estão referenciados a julho de 2003 e expressos em “dólar”. Para sua conversão foi utilizada a cotação da taxa de câmbio média em julho de 2003, o que resultou em **US\$ 1,00 = R\$ 2,8790**.

40. 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.

II.3.1. Custos de Pessoal

II.3.1.1. Remunerações Adotadas

41. Os valores dos salários nominais adotados são apresentados na tabela abaixo que se referem às remunerações aplicadas para a Região Interior de São Paulo.

Tabela 2: Remunerações Adotadas

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês) MAR/2007
Diretor Presidente	64.039
Diretor	27.172
Gerente I	12.043
Superintendentes I	12.043
Assessores I	12.043
Gerente II	8.579
Superintendentes II	8.579
Assessores II	8.579
Chefes de Departamento	7.054
Profissionais Especialistas	7.054
Chefes de Unidade I	5.707
Engenheiros Sênior	5.707
Universitários Sênior	5.707
Chefes de Unidade II	4.723
Engenheiros Pleno	4.723
Universitários Pleno	4.723
Chefes de Unidade III	3.694
Engenheiros Júnior	3.694
Universitários Júnior	3.694
Técnicos I	3.061
Supervisores I	3.061
Técnicos II	2.515
Supervisores II	2.515
Eletricista I	2.045
Secretária	2.045
Eletricista II	1.632
Assistente Comercial	1.632
Atendente Comercial	1.369

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês) MAR/2007
Atendente de Call Center	776
Técnico Escritório Comercial	1.355
Operador Guindaste	1.002
Motorista	879
Auxiliares Comercial	776
Auxiliares O&M	776
Auxiliar Administração	776
Auxiliares Gerais	686

42. 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 3: 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. Encargos Adicionais de Pessoal

43. Para os **Encargos Adicionais de Pessoal** reconhece-se o montante de encargos adicionais sobre o salário-base anual (incluindo 13º salário e férias), de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL. Assim, para o cálculo desses custos adotam-se os seguintes parâmetros:

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- Fundação e Previdência Complementar: limitou-se os custos decorrentes de previdência privada ao total de **7%** sobre a folha de salários;
- Assistência Médica: limitou-se os custos decorrentes de assistência média ao total de **5%** sobre a folha de salários;
- Outros benefícios: Para os outros benefícios, considerou-se o limite de até **8%** sobre a folha de salário.

II.3.2. Custos Adicionais

44. 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.

Tabela 4: Parâmetros para Determinação dos Custos Adicionais

Descrição	Parâmetros		
	Unidade	Driver	Custo [R\$]
Seguros	[%/BRRb]	0,05%	---
Tributos	[%/BRRb]	0,025%	---
Publicações legais	[R\$]	---	1.028.829
Iluminação Pública	[R\$/ponto]	15,59	---
Vigilância em Subestações	[R\$/SE-anual]	104.523	---
Manutenção em Linha Viva	[R\$]	---	6.038.616
Engenharia e Supervisão de Obras	[%/Inv.]	1,00%	---
Crescimento de Processos de O&M	[R\$]	1,26%	---
Crescimento de Processos Comerciais	[R\$]	2,10%	---
Consumo Próprio em Subestações	[R\$]	---	1.072.064
Exames Periódicos	[R\$/empregado]	---	59,28
SE Móvel	[R\$]	---	81.000
Adicional IPTU	[R\$]	---	930.512
Inspeção Aérea	[R\$]	---	70.000
Eliminação de ASCAREL	[R\$]	---	530.000
Manutenção de Equipamentos em Oficina	[R\$]	---	1.900.000
Laboratório de Ensaios	[R\$]	---	175.863
Lavagem de Uniformes	[R\$]	---	885.400
Medição de Fronteira	[R\$]	---	235.710
Limpeza de Faixas	[R\$]	---	3.054.547
Adicional de Iluminação Pública	[R\$]	---	3.587.006

- Seguros: considera-se um valor correspondente a 0,05% 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;

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- Vigilância em SE's: adotou-se o custo anual de vigilância de modo a cobrir 24 horas por dia, para um percentual de 30% do total de subestações da empresa;
- Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 1% dos investimentos estimados para o Ano-Teste;
- Iluminação Pública: consideram-se os custos unitários por ponto de iluminação para o total de pontos informados pela empresa;
- Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- 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.
- Subestação Móvel: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Adicional de IPTU: adotou-se o valor de despesa informado pela concessionária.
- Inspeção Aérea: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Eliminação de ASCAREL: adotou-se o valor da despesa informado pela concessionária.
- Manutenção de Equipamentos em Oficina: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Laboratório de Ensaios: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.
- Medição de Fronteira: adotou-se para a manutenção dos pontos de medição de fronteira da PIRATININGA.
- Lavagem de Uniformes: trata-se de obrigação legal, sendo o valor considerado consistente com a prática de mercado.
- Limpeza de Faixas de AT/MT: foi considerado este adicional, consistente com o valor considerado para empresas similares.
- Adicional de Iluminação Pública: trata-se de cobertura adicional pelo fato comprovado de existirem no parque de lâmpadas instalado, lâmpadas com "vida útil" diferentes da prevista no modelo.

II.3.3. Serviços e Materiais de Reposição

45. A seguir, são apresentados os critérios e parâmetros utilizados na valoração dos serviços e materiais de reposição para as áreas administrativa, comercial e de operação e manutenção.

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

II.3.3.1. Custos de Referência da Área Administrativa

46. 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.

47. 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.

48. Os custos serão agrupados nas contas abaixo, onde se detalha a composição de cada uma.

- **COMUNICAÇÕES:** Incluem-se aqui os gastos correntes de telefone fixo e celular, além de redes de comunicação em banda larga.

- **MATERIAIS:** Incluem-se neste item os gastos correntes de escritório, tais como papelaria, manutenção de fax e copiadora, e outras compras menores.

- **SERVIÇOS GERAIS:** Neste item estão incluídos os serviços gerais tais como limpeza, segurança, manutenção predial e os serviços de água e eletricidade.

- **OUTROS GASTOS:** Por fim, incluem-se neste item custos que não foram contemplados nos itens anteriores, além de impostos e taxas. O critério utilizado neste item é estimar o custo como 4% das remunerações sem encargos, para cada gerência.

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

Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços

	Item	Parâmetros	
		Unidade	Driver
COMUNICAÇÕES	Gastos de telefonia	[R\$/pess-mês]	157,00
MATERIAIS	Gastos gerais (papelaria, manutenção equip. escritório, e outros)	[Nº empregados]	4%
SERVIÇOS GERAIS	Água e eletricidade	[R\$/pess-mês]	60,00
	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	24,00
	Outros	[%/salários-mês]	4%

II.3.3.2. Custos de Referência da Área Comercial

50. 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.

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

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

Tabela 6: Custos Unitários para Atividades Comerciais

Item	Parâmetros	
	Unidade	Custo [R\$]
Custo de Cobrança por fatura (URBANO)	[R\$/fatura]	1,09
Custo de Cobrança por fatura (RURAL)	[R\$/fatura]	1,09
Custo de Edição e Controle de Faturas Centralizado	[R\$/fatura]	0,20

II.3.3.3. Custos de Referência da Área de Operação e Manutenção

52. Tendo em conta que cada tipo de instalação tem materiais específicos, se faz necessária a utilização de uma lista específica para cada tipo de instalação. Assim, para as tarefas técnicas referentes à operação e manutenção de instalações, utilizam-se materiais específicos por tipo de instalação que se encontram detalhados nas planilhas do modelo de cálculo da ER.

II.4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS ANUIDADES

II.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

53. As instalações de imóveis podem ser classificadas, de acordo com sua utilização, em:

- *Edifícios administrativos e técnicos;*
- *Oficinas;*
- *Escritórios comerciais.*

54. As edificações são dimensionadas usando o critério de m²/funcionário que opera em cada escritório, conforme padrões eficientes. Para a remuneração das edificações, calcula-se um valor de aluguel associado ao total da área estimada que é valorada pelo custo de m², de acordo com o tipo de instalação.

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

Tabela 7: 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]	24,18
Gerências regionais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	24,18
Almoxarifados	[m ²]	500	[R\$/m ² -mês]	7,9
Móveis e Utensílios			[R\$/m ² -mês]	1,5

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

56. No caso do aluguel, foi adotado o critério de m² por empregado alocado na estrutura central ou nos escritórios comerciais, com um valor de R\$/m², coerente com a localização da concessionária em estudo. Resulta um custo conjunto de R\$/mês por empregado, aplicado aos cargos dimensionados nas unidades da estrutura.

57. Para o pessoal de processos comerciais e de O&M, que desenvolvem tarefas essencialmente em campo, não são considerados estes custos indiretos. Presume-se que as instalações existentes de escritórios e outros têm capacidade para suporte temporário destes grupos de empregados.

58. Para fins do dimensionamento do mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios foi adotado também o critério de m² por empregado alocado na estrutura central ou nos escritórios comerciais.

II.4.2. Transporte

59. 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.

60. Para fins de dimensionamento e validação da quantidade de veículos, serão adotados os seguintes tipos:

- Automóvel;
- Pick-Up Média 4x2 – CD;
- Caminhão Leve 4x2 – 6 ton;
- Caminhão com cesto elevador 6 ton;
- Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton;
- Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton;
- Veículo com equipamento especial (Procura Falha);
- Veículo com cesto elevador (Lavador de Isoladores);
- Motocicleta (90 cc).

61. Neste item inclui-se a anualidade do investimento em veículos (CAV) que é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra, conforme definida pela fórmula abaixo.

$$Cav = Pv * \left(\frac{1}{Vu} + \frac{r}{2} \right) \quad (1)$$

onde:

Pv: Preço do veículo;

Vu: Vida útil do veículo;

r: Taxa de retorno regulatória antes dos impostos.

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

62. Para o custo total de transporte, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção, bem como estimado o custo anual de combustível. Assim, o custo total associado ao transporte é dado pela soma das parcelas de anuidade, manutenção e combustível, ou seja:

$$CT_v = Cav + Cmv + Ccv \quad (2)$$

onde:

CT_v: Custo Total de Transporte;

Cav: Custo Anual de Veículos (amortização);

Cmv: Custo Anual de Manutenção;

Ccv: Custo Anual de Combustível.

63. Para o cálculo da amortização (Cav), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Taxa de juros (*r*): WACC real antes de impostos (15,12%);
- Custo do Veículo (*Pv*): pesquisa de mercado;
- Vida útil (*Vu*): média por classe de veículo (entre 5 e 10 anos);

64. Para o cálculo da manutenção (Cmv) e de gastos com combustível (Ccv), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Manutenção anual: **5%** do preço de compra;
- Outros Custos (IPVA e seguros): **6%** do preço de compra;
- Km por ano: entre 10.000 e 30.000 km/ano de acordo com tipo de veículo;
- Consumo de combustível por km: rendimento médio de veículos de mercado;
- Custo de combustível: pesquisa na ANP¹ por região (média de 10/12/06 a 06/01/07).

65. A tabela seguinte apresenta os principais parâmetros considerados.

Tabela 8: Custo Anual de Veículos

Descrição	Código	Custo Unitário	Vida Útil	Tipo de Comb.	Custo por litro	Rend.	Deslocam.
		[R\$/unid.]	Anos	Tipo	[R\$/L]	[L/km]	[km/veic-ano]
Automóvel	V1	24.000	5	Gasolina	2,635	10	30.000
Pick-Up Média 4x2 – CD	V2	57.000	5	Gasolina	2,635	10	30.000
Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	V3	76.600	8	Diesel	1,829	6	20.000
Caminhão com cesto elevador 6 ton	V4	99.500	8	Diesel	1,829	6	20.000
Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton	V5	151.100	10	Diesel	1,829	3	15.000
Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	V6	178.500	10	Diesel	1,829	3	15.000
Veículo com equip. especial (Procura Falha)	V7	142.500	10	Diesel	1,829	3	10.000
Veículo com equip. especial (Lavador de Isoladores)	V8	223.125	10	Diesel	1,829	3	10.000
Motocicleta (90 cc)	V9	3.200	5	Gasolina	2,635	40	30.000

66. Os veículos da estrutura administrativa são dimensionados em função do número de empregados, utilizando-se carros para as áreas de Diretoria e Comercial, e caminhonete para a área Técnica. Para escritórios comerciais, os veículos também são dimensionados em função da quantidade de empregados, resultando seis carros para cada Escritório Tipo 1, três carros para cada Escritório Tipo 2, dois

¹ ANP – Agência Nacional do Petróleo – www.anp.gov.br

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

carros para cada Escritório Tipo 3, e 1 carro para cada Escritório Tipo 4 com número de clientes atendidos acima de 4000. No caso dos processos de Operação e Manutenção, a quantidade de veículos é obtida segundo a participação dos veículos nas equipes típicas. Os *drivers* utilizados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 9: Dimensionamento dos Veículos – Área Administrativa e Comercial

Área	Unidade	Driver	Tipo de Veículo
Diretoria e Administração	[emp./veic]	15	V1
Área Técnica	[emp./veic]	5	V2
Área Comercial	[emp./veic]	10	V1
Escritório Comercial Tipo 1	[veic/escrit.]	6	V1
Escritório Comercial Tipo 2	[veic/escrit.]	3	V1
Escritório Comercial Tipo 3	[veic/escrit.]	2	V1
Escritório Comercial Tipo 4 (*)	[veic/escrit.]	1	V1

(*) para localidades que atendem acima de 4000 clientes

II.4.3. Sistemas de Informática

67. 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.

68. Os sistemas a serem considerados neste item são os seguintes:

- Sistema de Gestão Empresarial: software de gestão da administração e finanças;
- SCADA: "*Supervisory Control And Data Acquisition*", quer dizer: aquisição de dados e controle de supervisão. Trata-se de uma aplicação especialmente desenhada para funcionar em computadores no controle de produção, proporcionando comunicação com os dispositivos de campo e controlando o processo de forma automática da tela do computador. Além disso, provê toda a informação gerada no processo produtivo, a diversos usuários, tanto do mesmo nível como de outros supervisores dentro da empresa: controle de qualidade, supervisão, manutenção, etc;
- Sistemas GIS: "*Geographical Information Systems*" um sistema de hardware, software e procedimentos desenhados para suportar a captura, gestão, manipulação, análise, modelagem e visualização de dados cartográficos para resolver problemas complexos de planejamento e gestão;
- Sistema de Gestão de Distribuição; Composto por aplicativos dedicados ao Apoio à Operação (programação de manobras, superação de contingências, contabilização de intercâmbios, etc) e aplicativos de engenharia típicos de simulação (fluxo de carga, curto-circuito, etc);
- Call Center; Sistema integrado de hardware e software e procedimentos, desenhado para controle de atendimentos realizados a clientes por meio de central telefônica franqueada ao usuário;
- Sistema de Gestão Comercial; Sistema integrado de hardware e software e procedimentos, desenhado para controle de relacionamento com consumidores, composto

(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

tipicamente de módulos de atendimento e prestação de serviços e de histórico de consumo e faturamento;

- Sistemas Centrais de Hardware e Software: Para controle de utilização de hardware e software corporativos e descentralizados, bem como da gestão da informação e conhecimento corporativos.

69. Os custos desses sistemas devem ser dimensionados de acordo com as estruturas típicas em função do porte da empresa, devendo ser ajustados de acordo com as características específicas das empresas.

70. Neste item inclui-se a anualidade do investimento em sistemas de informática (CAI) que é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra, conforme definida pela fórmula abaixo.

$$Cai = Phs * \left(\frac{1}{Vu} + \frac{r}{2} \right) \quad (3)$$

onde:

Phs: Preço do sistema de hardware e software;

Vu: Vida útil;

r: Taxa de retorno regulatória antes dos impostos.

71. Para o custo total dos sistemas de informática, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção. Assim, o custo total associado será dado por:

$$CT_i = Cai + Cmi \quad (4)$$

onde:

CT_i: Custo Total de Sistemas de Informática;

Cai: Custo Anual de Informática (amortização);

Cmi: Custo Anual de Manutenção.

72. Para o cálculo da amortização (Cai), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Taxa de juros: WACC real antes de impostos (15,12%);
- Custo do Sistema: pesquisa de mercado e porte da empresa;
- Vida útil: 10 anos para sistemas e 5 anos para PCs.

73. Para o cálculo da manutenção (Cmi), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Manutenção anual: **10%** do investimento em software mais **5%** do investimento em hardware.

III. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

III.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

74. De acordo com o exposto até agora, decorre que a empresa deve possuir uma organização que permitirá cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa compatível com o atendimento aos requisitos do contrato de concessão e demais normas regulatórias.

75. Para atender esse objetivo, define-se uma estrutura organizacional típica para uma empresa de distribuição. Apresenta-se a seguir um organograma esquemático da organização, com as funções básicas de uma empresa de distribuição de energia elétrica. As funções de cada componente da estrutura serão descritas com mais detalhes nos itens a seguir.

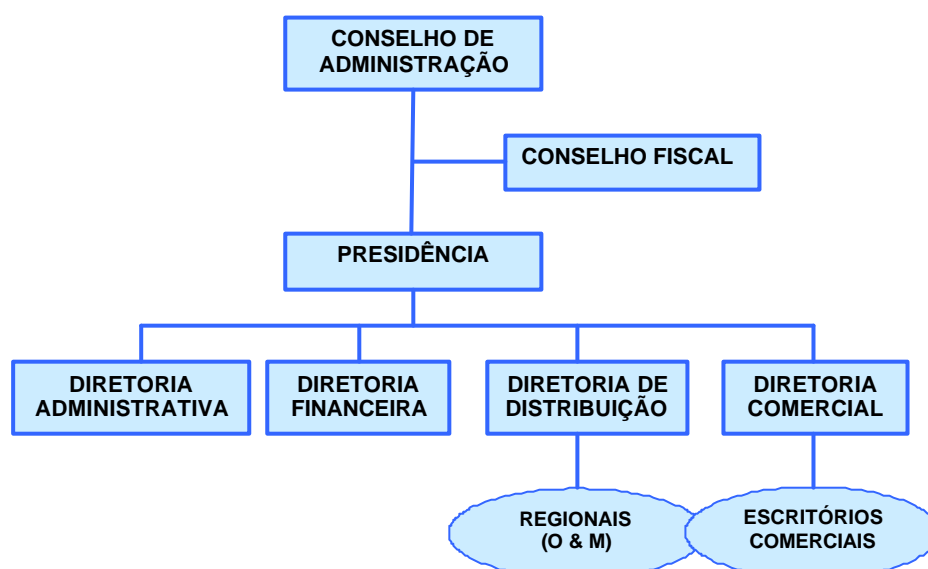


Figura 3: Representação Esquemática da Estrutura Geral da Empresa

76. A metodologia utilizada permite calcular os custos diretos e indiretos das atividades de Administração, Operação e Manutenção (AOM), tendo em conta os recursos diretamente aplicados às atividades (recursos humanos, materiais, transporte etc.) e os recursos indiretos (estruturas de gerenciamento para supervisão e controle, sistemas informatizados, comunicações, aluguéis e gastos diversos).

a) Direção Geral, Estratégia e Controle

77. Estas funções correspondem aos Conselhos de Administração e Fiscal e a Presidência, que inclui a representação dos interesses dos acionistas, elaboração e acompanhamento das estratégias globais da empresa, estabelecimento das medidas corretivas que tendam a garantir que a gestão esteja orientada para a obtenção dos objetivos estabelecidos.

78. Ao **Conselho de Administração** compete representar os acionistas, fixar a orientação geral dos negócios da companhia, eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições.

79. Ao **Conselho Fiscal** compete analisar o balancete mensal e opinar sobre as demonstrações financeiras do exercício social e o relatório anual da administração.

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

80. À **Presidência** corresponde a condução da empresa e o elo com o Conselho de Administração. Para seu desempenho conta com um reduzido grupo de pessoal, apoiando sua gestão em suas unidades dependentes.

81. As tarefas de Direção, Estratégia e Controle também incluem as seguintes atividades:

- **Controle Estratégico, Regulatório e de Gestão:** responsável por todo o planejamento da gestão da empresa, identificando processos e sub-processos de modo a melhor alocar os esforços de cada gerência da empresa. As tarefas referem-se ao acompanhamento e controle do desempenho da gestão global da empresa tanto nos aspectos econômicos como nos parâmetros de gestão, co-responsável por toda a interlocução com o órgão regulador, exercendo atividades tais como: cumprimento de resoluções, elaboração dos relatórios de gestão para a direção e relatórios de comunicação institucional.

- **Assessoria Jurídica:** inclui o assessoramento em matéria de contratos e conflitos, em assuntos do tipo trabalhista, acidentes, relacionamento com os clientes e institucionais, além das questões de caráter regulatório e contratos de concessão.

- **Assessoria de Comunicação:** responsável por toda comunicação interna e externa da empresa, assessorando a presidência na tratativa com a imprensa, com a publicidade da empresa, entre outras atividades relacionadas. As tarefas referem-se às relações com o Poder Concedente e o Órgão Regulador, governos estaduais e municipais, Conselhos de Consumidores e associações de classe.

- **Auditoria:** área responsável por todo o processo de auditoria interna da empresa, bem como acompanhamentos de auditorias externas.

- **Ouvidoria:** associada ao relacionamento com consumidores para solução de demandas não satisfatoriamente atendidas no âmbito dos processos regulares tratados nos demais níveis da estrutura organizacional.

82. A representação esquemática da composição dos conselhos e da presidência é apresentada abaixo.

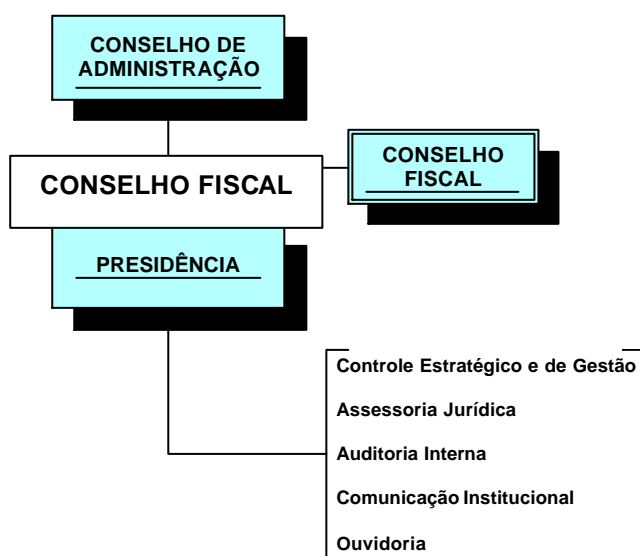


Figura 4: Representação Esquemática da Composição do Conselho e Presidência

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

b) Diretoria de Administração

83. A Diretoria de Administração se encarrega das funções de recursos humanos, informática, suprimentos e logística, além dos serviços centralizados de apoio. As tarefas associadas à Administração contemplam os seguintes processos/funções:

i) Recursos Humanos: A área de Recursos Humanos é responsável pela Gestão de Pessoas da Empresa e tem tipicamente sob sua responsabilidade três processos/funções específicas:

- **Administração de RH:** responsável pelas ações relacionadas ao quadro de funcionários da empresa, tais como: análise de cargos e salários, progressões, rescisões contratuais, benefícios, entre outras;
- **T & D:** responsável pelas ações de treinamento e desenvolvimento dos funcionários, tais como: cursos de capacitação, cursos de reciclagem, entre outros;
- **Segurança do Trabalho:** responsável pelas ações relacionadas à segurança do trabalho, em estrita observância à legislação vigente e pelo bem estar dos funcionários.

ii) Sistemas de Informação: Trata-se da área responsável pela implementação dos sistemas de informática da empresa, englobando gestão de softwares e hardwares, desenvolvimento de sistemas, além de integração dos dados entre os diversos escritórios da empresa.

iii) Suprimentos e Gestão Patrimonial: Responsável pelos processos de compras da empresa, bem como gestão dos bens. É tipicamente composta pelos processos/funções:

- **Compras e Contratações:** responsável pelo processo de compra e gestão de contratos junto a fornecedores;
- **Administração de Materiais:** responsável pela gestão dos almoxarifados da empresa, tais como entrada e saída de materiais para uso interno e externo;
- **Administração de Patrimônio e Serviços:** responsável pela gestão dos bens, dos serviços associados ao perfeito uso dos mesmos, bem como serviços gerais, tais como manutenção de elevadores, gerenciamento de recepção, limpeza, entre outros;

84. A representação esquemática da composição da diretoria administrativa é apresentada abaixo.

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

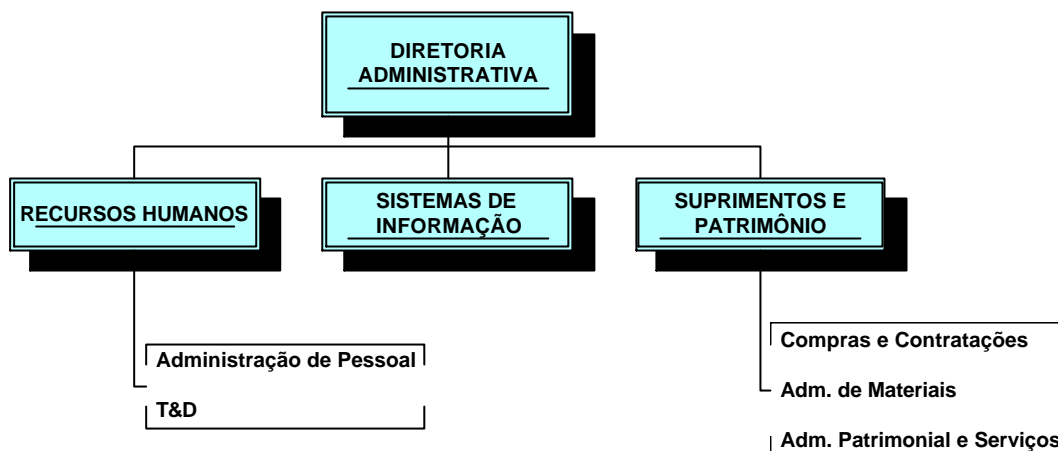


Figura 5: Representação Esquemática da Diretoria Administrativa

c) Diretoria de Finanças

85. A Diretoria Financeira se encarrega das funções usuais de contabilidade, gestão financeira de curto e longo prazo, incluindo, entre outros, captação de recursos, planejamento financeiro, gestão financeira, orçamento, controle do endividamento da concessionária, pagamentos a fornecedores, pagamentos de salários, liquidação e pagamento de impostos. A Diretoria Financeira contempla os seguintes processos/funções:

i) **Contabilidade:** responsável pela contabilidade da empresa e compreende os seguintes processos/funções:

- **Contabilidade Geral e Fiscal:** responsável pela realização de todos os trâmites contábeis, tais como controle de entrada e saída de notas fiscais, cadastro de ordens de imobilização, recolhimento de impostos, entre outros;
- **Controle de Orçamento e Custo:** responsável pelas estimativas de custo da empresa, envolvendo atividades tais como fechamento mensal de custos.

ii) **Gestão Financeira:** responsável por toda a programação financeira, como, por exemplo, pagamentos a serem efetuados. Compreende os seguintes processos/funções:

- **Programação Financeira:** responsável pela análise de desembolsos a serem efetuados pela empresa;
- **Tesouraria:** responsável pelas contas a pagar.

iii) **Planejamento Econômico Financeiro:** responsável pelas análises e estudos de viabilidade financeira, com o objetivo de melhor utilização de recursos próprios, bem como captação de recursos de terceiros. É composta pelos seguintes processos/funções:

- **Planejamento Orçamentário:** destinado a efetuar todo o planejamento econômico da empresa;
- **Projetos e Estudos Econômicos:** responsável pelos estudos de viabilidade econômica e verificação de formas de utilização de recursos próprios e de terceiros.

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

86. A representação esquemática da diretoria financeira é apresentada abaixo.

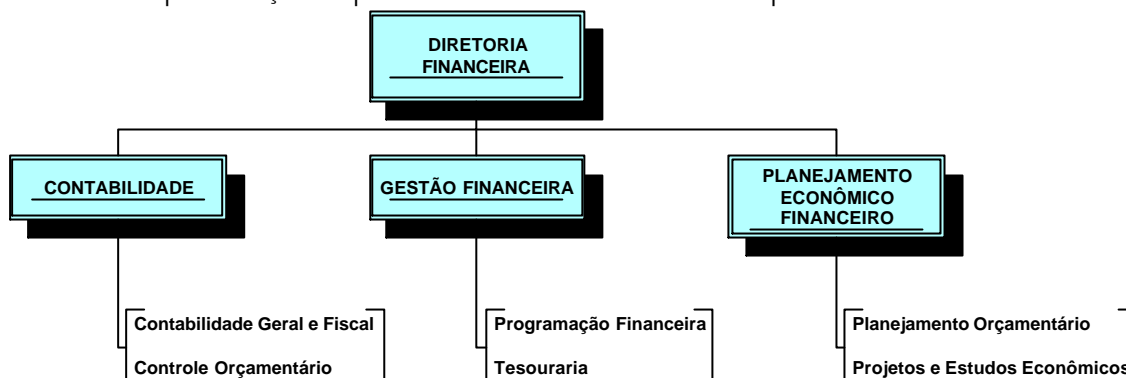


Figura 6: Representação Esquemática da Diretoria Financeira

d) Diretoria Comercial

87. A Diretoria Comercial concentra todas as atividades relativas ao controle e supervisão da gestão comercial, atendimento ao cliente e ciclo comercial regular, incluído o manejo dos sistemas de gestão específicos. A seguir estão detalhados a estrutura de processos/funções, postos de trabalho e os custos associados.

88. Os Processos/Funções desempenhadas no âmbito desta diretoria são: planejamento e controle da gestão comercial; planejamento e controle do atendimento ao cliente; planejamento e controle do serviço técnico; atendimento a grandes clientes; sistemas comerciais; centro de atendimento telefônico; laboratório de medidores.

- **Planejamento e Controle da Gestão Comercial:** incluem os estudos de comercialização de energia no Ambiente de Comercialização Regulado – ACR, bem como o acompanhamento do comportamento dos parâmetros que medem a eficiência da gestão até as previsões de desempenho desses parâmetros no médio e longo prazo. Também se inclui aqui o acompanhamento do ciclo comercial regular.
- **Planejamento e Controle do Atendimento ao Cliente:** incluem o acompanhamento do funcionamento da rede de escritórios comerciais e do *Call Center*, tanto do ponto de vista da qualidade de atendimento como dos indicadores dessa gestão.
- **Planejamento e Controle do Serviço Técnico:** incluem o acompanhamento do comportamento dos parâmetros que medem a eficiência da gestão técnica comercial, até as previsões de desempenho desses parâmetros no médio e longo prazo. Em particular são os responsáveis pelo controle das perdas “não técnicas”.
- **Atendimento a grandes clientes:** é uma função desta diretoria, à medida que a importância do cliente o justifique.

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- **Call Center:** é único para uma empresa com o quantitativo de clientes desta, por isso se considera conveniente dirigi-lo diretamente da Diretoria Comercial. É responsável por todo o atendimento telefônico aos clientes.
- **Outros Processo/ Funções/Atividades:** i) Foi considerado o laboratório de medidores, localizando-o de maneira centralizada, para permitir que preste os serviços de calibração e reparação de medidores de toda a empresa; ii) Os sistemas comerciais são muito específicos, por isso se entende conveniente que sejam dirigidos pela Diretoria Comercial.

89. A representação esquemática da composição da diretoria comercial é apresentada abaixo.

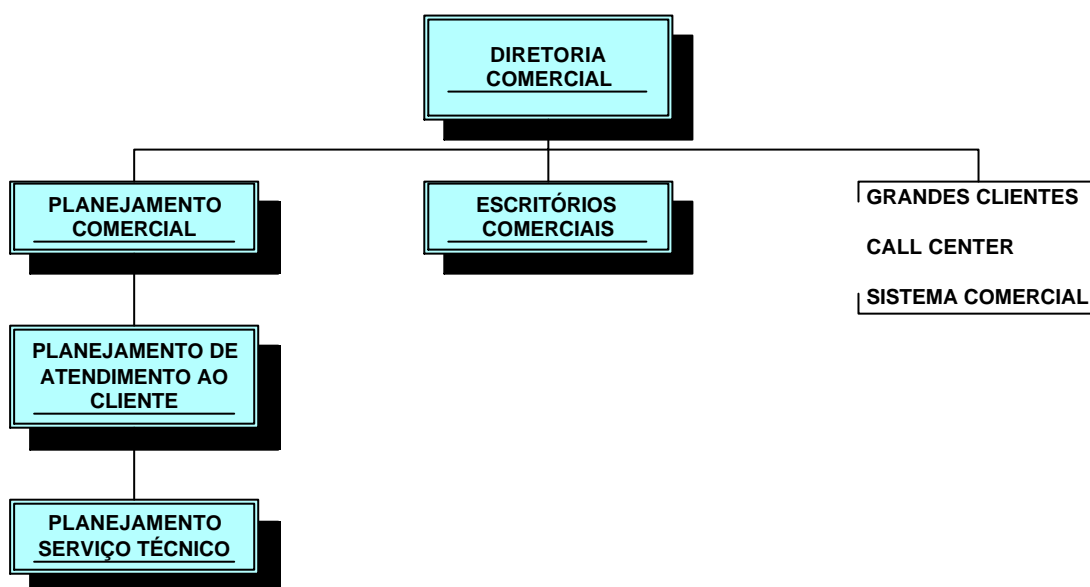


Figura 7: Representação Esquemática da Diretoria Comercial

e) Diretoria Técnica

90. A Diretoria Técnica compreende o Planejamento Técnico, Engenharia e Operação, concentrando todas as atividades técnicas relativas à Distribuição.

- **Planejamento e Engenharia:** inclui as tarefas de planejamento do sistema elétrico, além dos projetos, obras e ainda o controle de manutenção que inclui o registro estatístico de falhas dos equipamentos, a programação das revisões e manutenções periódicas, o controle dos custos das atividades programadas e não-programadas e o controle do estoque de peças de reposição.

- **Controle da Operação:** inclui o registro e acompanhamento do comportamento do sistema elétrico até as previsões de seu desempenho no médio e longo prazo, tanto em termos de demandas como em controle de tensões. Inclui o centro de operação do sistema. Os sistemas SCADA que usam os Centros de controle, e os sistemas GIS que suportam a cartografia digitalizada são muito específicos e normalmente são dirigidos por pessoal especializado desta diretoria.

- **Gerências Regionais:** inclui os centros regionais de operação bem como as unidades de operação e manutenção.

(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

91. A representação esquemática da composição da diretoria técnica é apresentada abaixo.

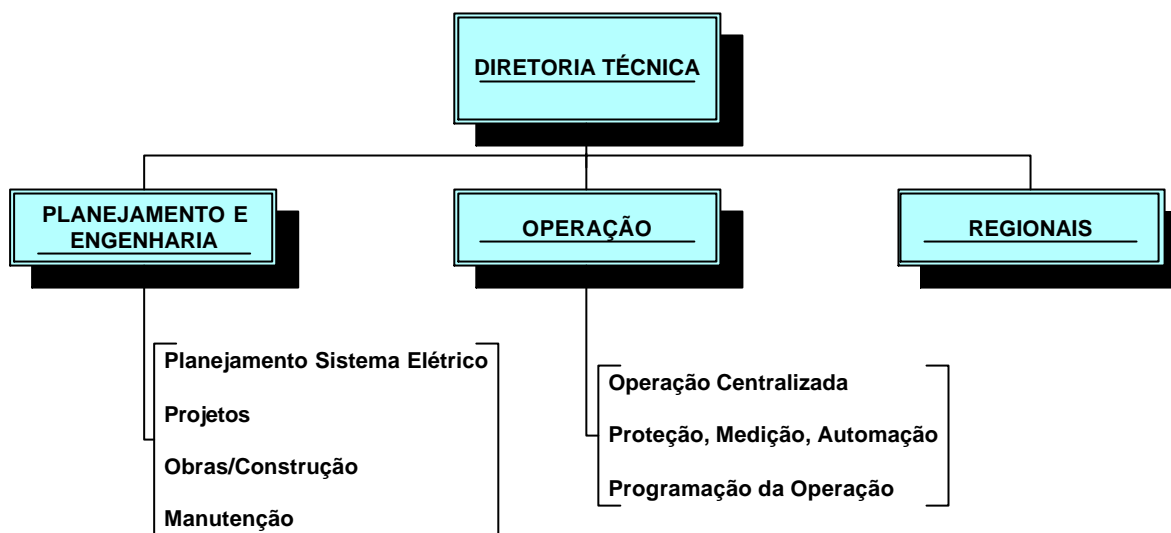


Figura 8: Representação Esquemática da Diretoria Técnica

f) Gerências regionais

92. As Gerências Regionais têm como função principal fiscalizar e controlar as atividades de distribuição em seu âmbito territorial, garantindo a efetiva operação e a manutenção da rede de forma eficiente. Estas funções se exercerão através dos escritórios regionais e da estrutura de supervisão de O&M, unidades que dependem diretamente destas gerências.

93. As funções que cumprem estas gerências e os processos/funções diretamente dependentes estão descritas a seguir:

- **Centro Regional de Operação:** Cada gerência regional conta com um Centro Regional de Operação (CRO), que é responsável pela coordenação da operação, seja através do pessoal de operação de campo ou de telecomando.

- **Administração:** As tarefas de administração são: controle de pessoal, compras, orçamentos, caixa, etc. Dentro da administração se encontram as funções de supervisão e controle de logística, relacionada fundamentalmente aos almoxarifados, transporte e equipamentos.

- **Unidades de O&M:** As tarefas de supervisão e controle da manutenção incluem a gestão direta das unidades de trabalho de campo, através da equipe de supervisores, para trabalhos programados e não programados. Esta função também inclui o registro e análise das atividades e os problemas técnicos específicos.

g) Escritórios Comerciais

94. Os Escritórios Comerciais têm como função principal fiscalizar e controlar as atividades de Comercialização em seu âmbito geográfico definido, garantindo um efetivo atendimento aos clientes, uma efetiva gestão comercial e do serviço técnico em seu âmbito de ação. Basicamente estes escritórios atendem

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

a todos os clientes da região, mas sua responsabilidade específica é sobre os médios e pequenos clientes. As atividades do escritório poderão ser realizadas por contratados, em particular a leitura e envio de faturas e outros documentos. Em particular neste item não se considerarão os processos de leitura, faturamento, envio de faturas e outros documentos, e cobrança, que serão analisados no item seguinte. Os escritórios comerciais atribuídos à ER, em quantidade e tipo de escritório, refletem valores razoáveis das relações de clientes por empregado.

95. As funções desempenhadas por estes escritórios e o pessoal diretamente dependente são: gerenciamento e supervisão; gestão comercial; atendimento personalizado ao cliente; serviço técnico: conexões, desconexões, perdas; leitura e distribuição de faturas; e administração e logística.

96. Estes escritórios se encarregam de todos os aspectos relativos à gestão comercial, atendimento ao cliente, ciclo comercial regular e serviço técnico.

97. A gestão comercial inclui o controle diário dos parâmetros da unidade em seu âmbito de atuação e o informe ao responsável pelo escritório e outras unidades de controle de maior hierarquia. Dentro das atividades se inclui o controle diário do ciclo comercial regular, tanto das atividades realizadas por pessoal próprio como contratado.

98. As tarefas de atendimento ao cliente correspondem ao atendimento direto e personalizado no próprio escritório a todos os clientes da empresa que assim o requeiram.

99. As tarefas de serviço técnico incluem a conexão de novos serviços, corte e religamento e, em particular, o controle das perdas “não técnicas”.

100. Além das atividades comerciais, considera-se que realizará a leitura e envio de faturas e outros documentos, com os controles respectivos e dentro da região correspondente. Esta atividade poderá ser realizada com pessoal próprio ou contratado.

101. As tarefas de administração e logística são as necessárias para o desempenho das funções já descritas.

h) Operação e Manutenção

102. A estrutura para os processos e atividades de O&M incluem os seguintes grupos de trabalho e respectivas atividades desenvolvidas:

- **Operação:** As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. Neste caso, as operações incluem todas as ações que permitirão a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções;

- **Manutenção:** Inclui todas as atividades de reparação não programadas e as atividades programadas de reparação, inspeção, revisão e adequação de instalações:

- **Corretiva:** Compreende as tarefas de manutenção que derivam principalmente das quebras do equipamento por envelhecimento, aleatórias ou por acidentes.

(Fls. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- **Preventiva:** Compreende as tarefas de revisão periódica das instalações que realizam o pessoal de O&M, incluído todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam estas tarefas;
- **Adequações:** Compreende as tarefas periódicas de acondicionamento das instalações, advindas do planejamento da manutenção e que correspondem às tarefas de manutenção de caráter preventivo.

103. Entende-se que parte das tarefas de O&M pode ser contratada com terceiros, em particular as de manutenção. A supervisão e o planejamento destas tarefas se entende que devem estar a cargo de pessoal próprio da empresa. O que resulta do estudo dos processos é uma força de trabalho com uma infraestrutura associada, de onde se determinam os custos.

III.2. DIMENSIONAMENTO DOS RECURSOS HUMANOS E CUSTOS TOTAIS POR ÁREA

104. Neste item se descrevem os recursos dimensionados e os critérios utilizados especificamente para cada área. Em termos gerais, a seqüência de dimensionamento é a seguinte:

- a) Parte-se dos dados de clientes e instalações da concessionária.
- b) Definem-se os processos comerciais e técnicos, frequências médias e tempos de execução.
- c) Definem-se os escritórios comerciais partindo da localização real na situação atual.
- d) Das etapas já mencionadas resultam os recursos humanos e materiais dos processos comerciais e técnicos.
- e) Definem-se as estruturas centrais das áreas de Diretoria e Administração, Técnica e Comercial, considerando como principal balizador os recursos resultantes dos processos, em particular a quantidade de empregados.
- f) Ajustam-se os níveis dos cargos da estrutura em função do porte da empresa, balizado pelo número de consumidores e o comprimento da rede, ou indiretamente pelos recursos resultantes dos processos.

III.2.1 CONSELHO E PRESIDÊNCIA

III.2.1.1 – Recursos Humanos Requeridos

105. Nos quadros a seguir, apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Funções como o Assessoramento Jurídico poderão ser contratadas fora da empresa, mas os custos não devem ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa.

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 10: Postos e Salários da Presidência

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
PRESIDÊNCIA ASSESSORIA JURÍDICA ASSESSORIA DE COMUNICAÇÃO AUDITORIA INTERNA CONTROLE ESTRATÉGICO DE GESTÃO OUVIDORIA	Presidente	1	64039
	Secretária Executiva	1	2515
	Motorista	1	879
	Auxiliar Administrativo	2	776
	Gerente de Assuntos Legais	1	12043
	Advogado	10	4723
	Gerente de Relações Institucionais	1	12043
	Assessor de Comunicação	3	5707
	Assistente de Comunicação	3	2515
	Assistente Administrativo	4	1632
	Auxiliar Administrativo	1	776
	Gerente de Auditoria	1	12043
	Analista de Auditoria	1	5707
	Assistente Administrativo	4	1632
	Profissional de Auditoria	3	4723
	Técnicos de Auditoria	4	3061
	Gerente de Controle de Gestão	1	12043
	Analista de Gestão	1	5707
	Assistente Técnico	5	2515
	Assistente Administrativo	4	1632
	Auxiliar Administrativo	2	776
	Gerente de Ouvidoria	1	12043
	Profissional de Ouvidoria	2	5707
	Total	57	

Tabela 11: Postos e Salários dos Conselhos

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL	Membro do Conselho de Administração	5	12808
	Membro do Conselho Fiscal	3	6412
	Analista	1	4723
	Secretária Executiva	1	2515
	Total	10	

III.2.1.2 – Custos do Conselho de Administração e Fiscal e da Presidência

106. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

(Fls. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 12: Custos Totais de Pessoal – Conselhos e Presidência

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
CONSELHOS	Pessoal	2.003.639	---
	Outros	---	43.447
PRESIDÊNCIA	Pessoal	6.447.469	---
	Aluguel Escritório	---	165.364
	Comunicações	---	107.388
	Informática	---	60.661
	Insumos e Outros Gastos	---	262.794
	Marketing	---	959.977
	Auditoria Externa	---	400.000
	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	8.451.107	1.999.632

III.2.2. DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO

III.2.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

107. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Algumas funções poderão ser contratadas, ao menos parcialmente fora da empresa, mas os custos não deveriam ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa. Como exemplo destas atividades podem ser mencionados os serviços de manutenção de sistemas, recrutamento de pessoal, etc.

Tabela 13: Postos e Salários da Diretoria Administrativa

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO RECURSOS HUMANOS SISTEMAS DE INFORMAÇÃO	Diretor de Administração	1	27172
	Secretária	1	2045
	Auxiliar Administrativo	1	776
	Gerente de Contabilidade	1	12043
	Chefe de Contabilidade	1	5707
	Contadores	15	3694
	Assistente Administrativo	7	1632
	Auxiliar Administrativo	8	776
	Gerente de Compras e Logística	1	12043
	Chefe de Compras	1	5707
	Chefe de Almoxarifado	1	5707
	Contadores	12	3694
	Assistente Técnico	8	2515
	Assistente Administrativo	4	1632
	Auxiliar Administrativo	3	776
	Gerente de Recursos Humanos	1	12043
	Chefe de Capacitação	1	5707
	Chefe de Remuneração	1	5707
	Chefe de Medicina do Trabalho	1	4723

(Fls. 30 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
	Analista de Capacitação	2	3694
	Analista de Remuneração	2	3694
	Analista de Medicina do Trabalho	2	3694
	Assistente Técnico	9	2515
	Secretária	1	2045
	Assistente Administrativo	6	1632
	Auxiliar Administrativo	3	776
	Gerente de Sistemas	1	12043
	Engenheiro de Sistemas	12	4723
	Analista de Sistemas	20	3694
	Secretária	1	2045
	Assistente Administrativo	5	1632
	Auxiliar Administrativo	5	776
	Total	138	

III.2.2.2 – Custos da Diretoria de Administração

108. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

Tabela 14: Custos Totais de Pessoal – Diretoria de Administração

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	10.677.525	---
Aluguel de Escritório	---	400.355
Comunicações	---	2.507.352
ADMINISTRAÇÃO PC's	---	146.865
Sistema de Administração	---	3.737.460
Sistemas Centrais	---	8.612.055
Insumos e Outros Gastos	---	534.523
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	10.677.525	15.938.610

III.2.3. DIRETORIA DE FINANÇAS

III.2.3.1 – Recursos Humanos Requeridos

109. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada.

(Fls. 31 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 15: Postos e Salários da Diretoria Financeira

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
DIRETORIA FINANCEIRA	Diretor Financeiro	1	27172
	Secretária	1	2045
	Auxiliar Administrativo	1	776
	Gerente de Planejamento Financeiro	1	12043
	Analista Financeiro	5	7054
	Chefe de Orçamento	1	5707
	Economista	5	4723
	Técnico de Planejamento	3	3061
	Técnico de Orçamento	3	3061
	Assistente Administrativo	4	1632
	Auxiliar Administrativo	1	776
	Gerente de Gestão Financeira	1	12043
	Chefe de Captação de Recursos	1	7054
	Chefe de Arrecadação	1	5707
	Chefe de Tesouraria	1	4723
	Contadores	5	3694
	Técnico de Administração	10	2515
	Assistente Administrativo	9	1632
	Auxiliar Administrativo	1	776
	Total		55

III.2.3.2 – Custos da Diretoria de Finanças

110. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

Tabela 16: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Financeira

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	4.890.205	---
DIRETORIA FINANCEIRA		
Aluguel de Escritório	---	159.562
Comunicações	---	103.620
PC's	---	58.533
Insumos e Outros Gastos	---	210.542
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	4.890.205	532.257

III.2.4. DIRETORIA TÉCNICA

III.2.4.1 – Recursos Humanos Requeridos

111. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada.

(Fls. 32 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 17: Postos e Salários da Diretoria Técnica

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)	
DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	Diretor	1	27172	
	Secretária	1	2045	
	Auxiliar Administrativo	1	776	
	Gerente de Operação	1	12043	
	Chefe de Planejamento da Operação	1	7054	
	Chefe do Centro de Operação do Sistema – COS	1	5707	
	Engenheiro de Operação	5	4723	
	Engenheiro de Operação Junior	5	3694	
	Coordenador do COS	7	3061	
	Técnico de Operação	5	3061	
	Supervisor do COS	7	2515	
	Assistente Técnico	4	2045	
	Auxiliar Administrativo	6	776	
	Gerente de Manutenção MT e BT	1	12043	
	Chefe de Planejamento da Manutenção de MT e BT	1	7054	
	Engenheiro de Manutenção	9	4723	
	Engenheiro de Manutenção Junior	8	3694	
	Técnico de Manutenção	10	3061	
	Assistente Técnico	10	2045	
	Auxiliar Administrativo	5	776	
	Gerente de Manutenção AT	1	12043	
	Chefe de Planejamento da Manutenção de AT	1	7054	
	Engenheiro de Manutenção	9	4723	
	Engenheiro de Manutenção Junior	9	3694	
	Técnico de Manutenção	8	3061	
	Assistente Técnico	9	2045	
	Auxiliar Administrativo	5	776	
	Total		131	

III.2.4.2 – Custos da Diretoria Técnica

112. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

Tabela 18: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Técnica

	ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
DIRETORIA	Pessoal	12.946.949	---
	Aluguel de Escritório	---	380.047
	Comunicações	---	1.446.804
	SCADA e GIS	---	7.295.178
	Sistemas de Distribuição	---	599.325

(Fls. 33 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
PC's	---	139.415
Insumos e Outros Gastos	---	1.198.152
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	12.946.949	11.058.920

III.2.5. GERÊNCIAS REGIONAIS

III.2.5.1 – Recursos Humanos Requeridos

113. No quadro mostrado a seguir, apresentam-se todos os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Nesta unidade em particular são escassas as possibilidades de realizar contratações terceirizadas para as funções descritas, já que se trata basicamente de pessoal de supervisão.

Tabela 19: Postos e Salários – Gerências Regionais

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
GERÊNCIAS REGIONAIS(2)	Gerente Regional	1	8579
	Chefe de Administração	1	4723
	Chefe de Almoxarifado	1	3694
	Secretária	1	2045
	Assistente da Administração	5	2045
	Auxiliar de Almoxarifado	2	776
	Auxiliar Administrativo	4	776
	Chefe de Operação e Manutenção	1	5707
	Engenheiro de Operação	2	4723
	Engenheiro de Manutenção	2	4723
	Supervisores de Operação e Manutenção	35	3061
	Coordenador de Centro de Operação	8	2515
	Técnico de Operação	3	2515
	Técnico de Manutenção	5	2515
	Assistente Técnico	5	2045
	Auxiliar Administrativo	2	776
	Chefe Comercial	1	5707
	Assessor Comercial	4	4723
	Supervisor Comercial	6	2515
	Assistente Comercial	10	1632
Auxiliar Administrativo	3	776	
Chefe de AT	1	5707	
Engenheiro Junior	10	3694	
Técnico AT	11	2515	
Total		124	

(Fls. 34 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

114. Os postos de gerentes e coordenadores de unidade são únicos e portanto não dependem do tamanho da região. Este é o caso do gerente de região, dos coordenadores de administração comercial, operação e almoxarifado. O dimensionamento dos técnicos e do pessoal de apoio se realizou tendo em conta a quantidade de clientes da região para comercialização e a quantidade de instalações da região para O&M. Deste modo, resulta uma estrutura capaz de exercer um efetivo controle da gestão de cada região e de suas unidades dependentes de comercialização e de O&M dispersas geograficamente. No caso particular dos supervisores de O&M foram consideradas as bases com uma distribuição geográfica apoiada na dos escritórios comerciais.

III.2.5.2 – Custos das Gerências Regionais

115. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

Tabela 20: Custos Totais das Gerências Regionais

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	20.592.588	---
Aluguel de Escritório	---	719.478
Comunicações	---	467.232
GERÊNCIAS REGIONAIS (2)		
Informática	---	225.402
Transporte	---	720.493
Edifícios e Insumos de O&M	---	1.896.000
Insumos e Outros Gastos	---	583.571
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	20.592.588	4.612.176

III.2.6. ÁREA COMERCIAL

116. Os custos associados à área comercial podem ser calculados a partir da seguinte estrutura:

- Diretoria comercial;
- Escritórios comerciais;
- Processos comerciais.

III.2.6.1 – DIRETORIA COMERCIAL

III.2.6.1.1. Recursos Humanos Requeridos

117. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Algumas funções poderão ser contratadas ao menos parcialmente fora da empresa, mas os custos não deveriam ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa. Basicamente as funções que poderão ser contratadas serão os serviços de *software*, laboratório de medidores, pessoal do *Call Center* e, desse modo, contar com uma quantidade de pessoal permanente mais reduzida.

(Fls. 35 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 21: Postos e Salários – Diretoria Comercial

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)	
DIRETORIA COMERCIAL	Diretor	1	27172	
	Secretária	1	2045	
	Auxiliar Administrativo	1	776	
	Gerente de Gestão Comercial	1	12043	
	Analista de Gestão Comercial	4	5707	
	Chefe de Ciclo Comercial	2	4723	
	Supervisor de Faturamento	4	3061	
	Supervisor de Arrecadação	4	3061	
	Assistente Comercial	17	1632	
	Auxiliar Administrativo	5	776	
	Gerente de Atendimento a Clientes	1	12043	
	Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	1	8579	
	Analista de Atendimento a Clientes	2	5707	
	Chefe de Call Center	1	4723	
	Supervisor de Atendimento a Cliente	6	2515	
	Assistente Comercial	7	1632	
	Pessoal Call Center	251	776	
	Auxiliar Administrativo	5	776	
	Gerente de Serviços Técnicos	1	12043	
	Chefe de Perdas Comerciais	1	5707	
	Engenheiro de Medição	3	5707	
	Chefe de Laboratório de Medição	3	4723	
	Supervisor de Medição	6	3061	
	Assistente Técnico	18	2045	
	Eletricista	18	1632	
	Auxiliar Administrativo	4	776	
	Gerente de Mercado e Tarifas	1	8579	
	Analista de Tarifas	2	5707	
	Técnico de Mercado	3	3061	
	Assistente Comercial	2	1632	
		Total	376	

118. Os postos de diretor e coordenadores de unidade são únicos e, portanto, não dependem do tamanho da empresa. Tal é o caso do Diretor Comercial, os coordenadores de gestão, atendimento ao cliente e grandes clientes, e serviço técnico. Basicamente, esta diretoria está dotada de profissionais e técnicos que suportarão o funcionamento das unidades. O dimensionamento dos profissionais e do pessoal de apoio se realizou tendo em conta a quantidade de clientes da empresa.

III.2.6.1.2. Custos da Diretoria Comercial

119. Apoiado nos recursos humanos descritos no parágrafo anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

(Fls. 36 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 22: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Comercial

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
DIRETORIA COMERCIAL	Pessoal (exceto Call Center)	8.836.257	---
	Aluguel de Escritório (inclusive Call Center)	---	362.640
	Comunicações (exceto Call Center)	---	235.500
	Sistema Comercial	---	2.478.600
	Sistema <i>Call Center</i>	---	4.253.569
	Pessoal do <i>Call Center</i>	4.312.628	---
	PC´s Comercial e <i>Call Center</i>	---	267.123
	Insumos e Outros Gastos	---	1.409.659
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		13.148.886	9.007.091

III.2.6.2 – ESCRITÓRIOS COMERCIAIS

III.2.6.2.1. Recursos Humanos Requeridos

120. Em função da densidade de clientes, estimou-se necessária a localização dos escritórios comerciais nas cidades mais importantes. Deste modo, se consegue ter uma distribuição geográfica dos escritórios comerciais que garante uma proximidade razoável aos clientes e, por sua vez, é possível a gestão em cada região sem grandes custos de deslocamento. Como consequência, resulta que os escritórios serão de quantidades de clientes muito diversas; por isso, estabeleceram-se tamanhos “típicos” que estão descritos no quadro seguinte.

Tabela 23: Tipos de Escritórios Comerciais

Escritório Tipo	Faixa de Clientes	Escritório Representativo
Tipo 1	100.000 a 300.000	200.000 clientes
Tipo 2	40.000 a 100.000	70.000 clientes
Tipo 3	10.000 a 40.000	25.000 clientes
Tipo 4	4.000 a 10.000	7.000 clientes

121. Os dimensionamentos não incluem o pessoal dos processos de leitura, faturamento, envio de faturas e outros documentos, e cobrança. Estes processos são analisados individualmente no item de processos comerciais.

122. A seguir são descritos os escritórios comerciais em ordem decrescente de tamanho. A ER da concessionária possui escritórios comerciais dos tipos 1, 2, 3 e 4. A quantidade de escritórios comerciais Tipo 1 é de 5 Tipo 2 é de 2, Tipo 3 é de 16 e Tipo 4 é de 4.

(Fls. 37 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 24: Escritório Comercial Tipo 1 – Postos e Salários

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
TIPO 1 (5)	Chefe do Escritório Comercial	1	4723
	Supervisor Comercial	2	3061
	Supervisor Técnico	2	3061
	Eletricista de Escritório Comercial	13	1355
	Assistente de Atendimento Comercial	13	1369
Total		31	

Tabela 25: Escritório Comercial Tipo 2 – Postos e Salários

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
TIPO 2 (2)	Chefe do Escritório Comercial	1	4723
	Supervisor Comercial	1	3061
	Supervisor Técnico	1	3061
	Eletricista de Escritório Comercial	5	1355
	Assistente de Atendimento Comercial	5	1369
Total		13	

Tabela 26: Escritório Comercial Tipo 3 – Postos e Salários

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
TIPO 3 (16)	Chefe do Escritório Comercial	1	4723
	Supervisor Comercial	1	3061
	Supervisor Técnico	1	3061
	Eletricista de Escritório Comercial	2	1355
	Assistente de Atendimento Comercial	2	1369
Total		7	

Tabela 27: Escritório Comercial Tipo 4 – Postos e Salários

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
TIPO 4 (4)	Eletricista de Escritório Comercial	1	1355
	Auxiliar de O&M	1	776
	Assistente de Atendimento Comercial	1	1369
Total		3	

123. Os postos de coordenador de escritório e supervisores são únicos e, portanto, não dependem do tamanho do escritório comercial. O dimensionamento dos técnicos e o pessoal de atendimento ao cliente foi realizado tendo em consideração a quantidade de clientes do escritório. Deste modo, resulta uma estrutura capaz de exercer uma efetiva gestão de atendimento ao cliente e do serviço técnico.

(Fls. 38 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

III.2.6.2.2. Custos dos Escritórios Comerciais

124. Baseado nos recursos humanos descritos anteriormente e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos para a totalidade dos escritórios comerciais.

Tabela 28: Custos Totais dos Escritórios Comerciais

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
ESCRITÓRIOS COMERCIAIS (31)	Pessoal	16.796.088	---
	Aluguel de Escritório	---	884.842
	Comunicações	---	574.620
	Informática	---	269.937
	Transporte	---	1.235.131
	Insumos e Outros Gastos	---	1.207.156
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		16.796.088	4.171.686

III.2.6.3 – PROCESSOS COMERCIAIS

125. Os custos associados aos processos comerciais são agrupados em leituras de medidores, envio e edição de faturas e documentos, além da cobrança. Os gastos relativos a essas atividades são calculados da seguinte maneira:

- **LEITURA DE MEDIDORES:** Com base na produtividade média, medida em número de leituras por jornada de trabalho, e no número de clientes, considerando atividade de baixo nível de especialização e contemplando o custo de transporte. O custo mensal de leitura de medidores é calculado da seguinte maneira:

$$C_{lm} = H_{lm} * (C_{mo} + C_{tr}) \quad (5)$$

onde:

C_{lm} – Custo de Leitura de Medidores;

H_{lm} – Total de Horas de Leitura por mês;

C_{mo} – Custo de pessoal por hora – custo horário considerando remuneração de pessoal de baixa especialização, a valores de mercado conforme pesquisa salarial;

C_{tr} – Custo de locomoção e outras despesas por hora.

O total de horas de leitura por mês (H_{lm}) é calculado como:

$$H_{lm} = \frac{Q_{cl}}{Q_{lh}} \quad (6)$$

onde:

Q_{cl} – Quantidade de Clientes.

Q_{lh} – Quantidade de leituras por hora.

A quantidade de leituras (Q_{lh}) por hora é calculado como:

(Fls. 39 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

$$Qlh = \frac{Qld}{Qhd} \quad (7)$$

onde:

Qld – Produtividade do operário, em quantidade de leituras por dia e por operário, um dado estabelecido com base em levantamento da produtividade média para a tarefa;

Qhd – Horas reais disponíveis por operário.

- ENVIOS DE FATURAS E DOCUMENTOS: Baseia-se na produtividade média, medida em número de envios por jornada de trabalho, e no número de clientes. Remuneração conforme atividade de baixo nível de especialização, em que se contempla o custo de transporte. O cálculo do custo mensal de envio de faturas e documentos segue exatamente a mesma lógica que o cálculo do custo de leitura, considerando o total de envios de faturas e documentos por mês, o custo de pessoal e o de locomoção.
- EDIÇÃO DE FATURAS E DOCUMENTOS: Baseia-se em pesquisa de mercado de empresas que prestam esse tipo de serviço, sendo que o pessoal necessário para revisão e organização das faturas e documentos é alocado na Diretoria Comercial. O custo mensal com edição de faturas e documentos é calculado da seguinte maneira:

$$Cef = Cuf * Qcl \quad (8)$$

onde:

Cef – Custo com edição de faturas e documentos;

Cuf – Custo unitário de edição de faturas e documentos com base em pesquisa de mercado de empresas que prestam esse tipo de serviço;

Qcl – Quantidade de clientes.

- COBRANÇA: Com base em levantamento feito no mercado brasileiro e com valor que corresponde à comissão pelo serviço que cobram os bancos. O cálculo do custo mensal de cobrança de faturas segue a mesma lógica da edição de faturas e documentos, considerando-se o custo da comissão bancária de cobrança, e não o custo de edição de faturas e documentos:

$$Ccb = Cub * Qcl \quad (9)$$

onde:

Ccb – Custo com cobrança de faturas;

Cub – Custo unitário da comissão bancária de cobrança com base em pesquisa de valor cobrado no mercado brasileiro;

Qcl – Quantidade de clientes.

III.2.6.3.1. Leitura, Envio de Faturas e Documentos e Cobrança

126. As atividades compreendidas sob esta denominação referem-se à leitura de medidores, impressão e envio de faturas e outros documentos, assim como a cobrança de faturas.

127. Para a leitura de medidores e o envio de faturas e outros documentos é possível considerar sua execução com pessoal próprio ou sob a modalidade de serviços contratados, como consequência do fato que o dimensionamento dos recursos foi feito tendo em vista as produtividades do pessoal diretamente afetado.

(Fls. 40 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

128. Para a impressão de faturas e a cobrança considerou-se a contratação destes serviços externamente à empresa, a custos considerados de mercado no Brasil e comparados com os da região. A seguir analisa-se em separado cada uma das atividades.

a) Leitura de Medidores

129. Para efeito de valoração dos custos da leitura de medidores, tomou-se em conta os dados e hipóteses básicos expostos a seguir.

- Consideram-se as produtividades médias do pessoal nos países da região, sendo que para os clientes urbanos foram consideradas 330 leituras por jornada de trabalho, e para clientes rurais, 45 leituras por jornada de trabalho;
- Para a determinação das remunerações do pessoal consideram-se as atividades como de baixo nível de especialização. Aos gastos de salários e encargos sociais, são somados os gastos de deslocamento correspondentes ao custo horário de uma motocicleta para cada operário de leitura.

130. No quadro seguinte encontram-se os custos associados à leitura de clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de leituristas.

Tabela 29: Leitura de Medidores

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADA	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	1.363.292	330	188	4.586.346
RURAI	Mensal	8.104	45	9	199.979
TOTAIS				197	4.786.325

131. A quantidade de leituristas deve ser considerada como um valor de força de trabalho equivalente, já que poderá ser pessoal próprio da empresa ou um serviço contratado a custos equivalentes.

b) Edição de Faturas e Documentos

132. A edição das faturas foi valorada a R\$ 0,19 / unidade, que corresponde à operação de impressão do documento incluído o papel pré-impresso, a partir da base de dados da área comercial, onde se efetuou previamente o processamento informatizado da leitura do medidor e foram calculados os montantes de todos os conceitos que integram a fatura.

133. Os custos do pessoal necessário para a revisão e organização da distribuição de faturas são incluídos nos custos de pessoal da Diretoria Comercial.

134. A quantidade de edição é determinada considerando que são gerados outros documentos para 10% dos clientes.

(Fls. 41 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

135. Nos quadros seguintes encontram-se os custos associados à edição de faturas e outros documentos de clientes urbanos e rurais, com frequência mensal.

Tabela 30: Edição de Faturas e Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	QUANTIDADE OUTROS DOCS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	16.359.504	817.975	0,20	3.435.496
RURAIAS	Mensal	97.248	4.862	0,20	20.422
TOTAIS					3.455.918

c) Envio de Faturas e Documentos

136. Para efeito de valoração destes custos, consideraram-se as hipóteses e dados básicos expostos a seguir:

- Consideraram-se para envio de faturas as produtividades médias do pessoal, sendo que para os clientes urbanos foram considerados 375 envios por jornada de trabalho, e para clientes rurais 50 envios por jornada de trabalho.
- Para a determinação das remunerações do pessoal, consideram-se as atividades como de baixo nível de especialização. Aos gastos de salários e encargos sociais, foram somados os gastos de deslocamento correspondentes ao custo horário de uma motocicleta para cada operário de leitura.

137. No quadro seguinte encontram-se os custos associados ao envio de faturas a clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de operários.

Tabela 31: Envio de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADA	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)	
			Faturas			
URBANOS	Mensal	1.363.292	375	166	4.035.997	
RURAIAS	Mensal	8.104	50	8	179.996	
TOTAIS					174	4.215.993

138. Para o envio de outros documentos foram considerados os mesmos critérios que aqueles para o envio de faturas, exceto os referentes às frequências, que são menores. Estes documentos são de conteúdo diversificado, e são gerados em quantidade menor que as faturas; por isso, haverá uma maior distância entre os clientes que recebem os documentos e, conseqüentemente, será afetada a produtividade dos operários.

139. A quantidade de envios foi determinada considerando que são gerados outros documentos para 5% dos clientes.

140. No quadro seguinte encontram-se os custos associados ao envio de faturas e de outros documentos a clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de operários.

(Fls. 42 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 32: Envio de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADA	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
			Faturas		
URBANOS	Mensal	68.165	150	21	537.330
RURAI	Mensal	405	20	1	22.687
TOTAIS				22	560.016

d) Cobrança

141. Para efeito da valoração dos custos, foram considerados os dados e hipótese básicos expostos a seguir:

- A cobrança das faturas foi valorada a R\$ 1,09 por fatura para cobrança urbana e R\$ 1,09 por fatura para cobrança rural. Estes valores são obtidos de levantamentos feitos no mercado brasileiro e correspondem à comissão pelo serviço que cobram bancos ou entidades de outros tipos, a partir da base de dados provida pela Diretoria Comercial;
- Os custos do pessoal necessário para a preparação e envio da base de dados e o tratamento diário da cobrança foi incluído nos custos de pessoal da Gerência de Gestão Comercial e da Gerência de Sistemas;
- Como questão particular considerou-se que para dos clientes rurais a cobrança é realizada em entidades localizadas nas cidades, ou seja, que se trata de cobrança urbana.

142. O quadro seguinte mostra os custos associados à cobrança de clientes urbanos e rurais, com frequência mensal.

Tabela 33: Cobrança de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	16.437.302	1,09	17.916.660
RURAI	Mensal	19.450	1,09	21.200
TOTAIS				17.937.860

III.2.7. ÁREA TÉCNICA

III.2.7.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

III.2.7.1.1. Definição dos Processos e Atividades

143. Os custos de O&M são calculados 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.

(Fls. 43 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

144. 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. 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.

145. Sendo identificadas as tarefas de O&M por nível de tensão, se define a frequência anual de execução de cada uma delas, que deve refletir o estado da arte, as melhores práticas e os requisitos de qualidade. Paralelamente, se define a dotação de pessoal e equipamento necessário para a execução de cada uma das tarefas de maneira eficiente. Os processos são valorados em função dos recursos necessários para a execução das tarefas, sendo considerados os recursos a preços de mercado e as limitações ou benefícios do poder de negociação da empresa. Sendo reconhecidas as tarefas, alocados os recursos e a valoração dos mesmos, se determinam os custos de O&M para cada atividade, que são adicionados de modo a alocá-los para cada segmento do sistema de distribuição.

146. Entende-se que parte das tarefas de O&M pode ser contratada com terceiros, em particular as de manutenção. A supervisão e o planejamento destas tarefas se entende que devem estar a cargo de pessoal próprio da empresa. O que resulta do estudo dos processos é uma força de trabalho com uma infraestrutura associada, de onde se determinam os custos.

147. A estrutura de Planejamento, Controle e Supervisão de O&M foi anteriormente considerada nos custos da Diretoria Técnica e das Gerências Regionais.

148. Para fins de determinar os gastos de O&M, desenvolve-se o seguinte processo:

- a) Parte-se dos dados de clientes e instalações da permissionária. Estas informações são fornecidas pela própria concessionária. Conseqüentemente são calculados os custos para atendimento dos clientes e para O&M das instalações reais.
- b) Descrevem as quantidades de componentes ou atributos das instalações que serão usadas para determinar as quantidades de processos por ano, chamadas “quantidades base”. As quantidades base são atributos como comprimento de linhas, quantidade de postes, quantidade de transformadores, quantidade de consumidores, etc..
- c) Definem-se os grupos de tarefas em Operação, Reparação, Revisão e Adequação. As tarefas são definidas para cada grupo de equipamentos, ou seja, linhas de MT, linhas de BT, transformadores e instalações ligadas a consumidores.
- d) Para cada grupo de tarefas, dentro de cada tipo de instalação (rede MT, transformadores, rede BT, consumidores), definem-se as tarefas com os seguintes atributos: equipe utilizada, tempo de execução, frequência anual sobre unidade base, unidade base.
- e) Associam-se os materiais correspondentes a cada tarefa. Os materiais são específicos para cada tarefa em cada tipo de instalação.
- f) 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.

(Fls. 44 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tempo médio de deslocamento Urbano	20 min
Tempo médio de deslocamento Rural	45 min

149. Considerando-se para cada P&A a quantidade de cada categoria de instalações, a frequência de ocorrência, a duração da intervenção da equipe mais os tempos de deslocamento, e os custos de materiais e recursos de cada ação, resultará o custo anual para cada P&A de cada categoria de instalações.

150. Os cálculos são executados de acordo com a seguinte formulação:

$$C_t = Q_i * (C_e + C_m) \quad (10)$$

onde:

C_t – Custo total da tarefa;

Q_i – Quantidade base de ativos que serão objeto da tarefa de O&M;

C_e – Custo da equipe de pessoal e veículos alocados para realização da tarefa;

C_m – Custo dos materiais alocados para realização da tarefa.

O Custo da equipe de pessoal e veículos (C_e) é calculado como:

$$C_e = T_e * (C_{hp} + C_{hv}) \quad (11)$$

onde:

T_e – Tempo médio de execução da tarefa. Obtido da seguinte maneira: $T_e = T_t + T_d$, em que T_t é o tempo médio da tarefa, definido para cada tarefa em particular; e T_d é o tempo de deslocamento médio, diferenciado para área urbana e área rural;

C_{hp} – Custo por hora da equipe de pessoal;

C_{hv} – Custo por hora dos veículos.

O Custo da equipe de pessoal por hora (C_{hp}) é calculado como :

$$C_{hp} = \sum_{i=1} C_{o_i} \quad (12)$$

onde:

C_{o_i} é o custo horário para cada operário i definido para a tarefa particular.

O Custo dos veículos por hora (C_{hv}) é calculado como :

$$C_{hv} = \sum_{i=1} C_{v_i} \quad (13)$$

onde:

C_{v_i} é o custo horário para cada veículo i definido para a tarefa.

O Custo dos materiais (C_m) é calculado como:

$$C_m = \sum_{i=1} (Q_{m_i} * C_{m_i}) \quad (14)$$

onde:

Q_{m_i} é a quantidade de cada tipo de material i definido para a tarefa; e

C_{m_i} é o custo unitário de cada tipo de material i definido para a tarefa.

(Fls. 45 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

151. Finalmente, a soma dos custos anuais de todos os P&A para todas as categorias de instalações será o custo anual de O&M.

152. Para se clarificar os P&A analisados, descrevem-se a seguir os grupos de classificação dos P&A:

- **Operação:** As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou em manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. As operações incluem as ações que permitem a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções. São exemplos de tarefas de operação: manobras de reposição de serviço e incidências de fornecimentos;
- **Manutenção Corretiva:** Compreendem as tarefas de manutenção que derivam das quebras do equipamento por envelhecimento, por motivos aleatórios ou por acidentes. São exemplos: troca de condutores, troca de poste, troca de medidor queimado, troca de conexão de cliente e emenda de condutor;
- **Manutenção Preventiva e Preditiva:** Compreendem as tarefas de revisão periódica das instalações realizadas pelo pessoal de operação e manutenção, incluídas todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam essas tarefas. São exemplos: medição de aterramentos, inspeção visual de linhas e aterramentos;
- **Modificações:** Compreendem as tarefas periódicas de adequação técnica das instalações. São exemplos: equilíbrio de cargas, adequação de neutro, poda de árvores, reparos em postes.

153. Em atenção à diversidade de instalações e ao elevado número de componentes das mesmas, realizou-se a segmentação do sistema de distribuição em instalações **urbanas** e **rurais** e, dentro destas categorias, classificou-se por níveis de tensão, com o objetivo de facilitar o desenvolvimento do modelo que permite a determinação dos custos e a análise dos resultados.

154. Neste sentido identificaram-se os seguintes níveis de tensão, considerando-se para as subestações o nível de tensão superior:

- Redes e subestações de 230 kV (Rede Básica);
- Redes e subestações de 88 a 138 kV (EAT);
- Redes e subestações de 30 a 69 kV (AT);
- Redes e subestações de 2,3 a 25 kV (MT);
- Redes de baixa tensão, menor que 2,3 kV (BT).

III.2.7.1.2. Frequências Médias Anuais de Realização das Tarefas

155. Para cada uma das tarefas básicas identificadas, foi atribuída a frequência de realização em uma base anual, que levou em consideração:

Dimensões das instalações;

(Fls. 46 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- Aspectos específicos do processo (“estado da arte”), que contemplam aspectos como qualidade da execução, normas de segurança, etc.;
- Características de desenho e construção das instalações;
- Recomendações dos fabricantes e das equipes;
- Arquitetura da rede (topologia);
- Taxas de falhas por tipo de instalação, considerando se for urbana ou rural;
- Normas de qualidade do serviço vigente.

156. Todos estes fatores encontram correspondência com instalações típicas de uma rede corretamente desenhada e com o equipamento adequado. Não foram realizadas considerações sobre as instalações existentes por se tratar de uma ER com igual quantidade e tipo de instalações da empresa real.

157. A frequência e qualidade com que são executadas as tarefas da manutenção preventiva têm um impacto direto sobre as probabilidades de ocorrência de avarias e, em consequência, sobre as ações da manutenção corretiva.

158. As frequências médias de realização e os tempos de execução são apresentados nas planilhas de cálculo do modelo da ER.

III.2.7.1.3. Valoração dos Custos Associados às Tarefas

159. Para valorar os custos de execução de cada tarefa de O&M foram considerados os insumos requeridos para sua execução, assim como a respectiva frequência média anual de intervenção.

160. No que se refere aos custos de mão-de-obra (considerando as qualificações funcionais correspondentes a cada caso) e de serviços de apoio (transporte, equipamentos, etc), ambos os conceitos se agrupam nos custos unitários de uma “equipe típica”. Esta se define como a unidade operativa formada e equipada adequadamente para realizar com eficiência a tarefa em análise. Considera-se a quantidade de “equipes típicas” necessária para a realização da totalidade das tarefas.

161. Com relação ao custo dos materiais necessários para a execução das tarefas, tem-se em conta a condição de compra de uma empresa brasileira. No caso de aquisição de novos materiais, utilizam-se preços de mercado representativos das modalidades de aquisição mais eficientes que pode empregar a empresa.

162. Os custos foram calculados considerando-se pessoal e equipamentos próprios da empresa. Entretanto, esta poderá contratar no mercado a execução das atividades consideradas, seja pela existência de fornecedores capacitados ou gerando as condições que permitirão sua criação.

163. A seguir, apresenta-se o quadro assumido de custos de cada categoria de posto, a valores de mercado. Estes custos são por hora e incluem todos os encargos sociais e 15% de adicional por horas extraordinárias e turnos especiais, e 25% de adicional por gastos de ferramentas, vestuário e equipamentos de segurança.

(Fls. 47 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 34: Consideração do custo da mão-de-obra

CÓDIGO	DESCRIÇÃO	CUSTOS (R\$/h)
01	Eletricista I	46,8
02	Eletricista II	37,4
03	Auxiliar O&M	17,8
04	Operador de Munk / Motorista	22,9
05	Técnico de Alta Tensão / Supervisor	57,6

164. A seguir encontram-se detalhados os custos por hora dos diferentes tipos de veículos e equipes especiais. Estes custos incluem amortização e gastos, e não incluem custos de motorista, os quais foram considerados dentro dos custos de mão-de-obra.

Tabela 35: Consideração do custo de transporte

CÓDIGO	DESCRIÇÃO	CUSTOS (R\$/h)
V1	Automóvel	6,0
V2	Pick-Up Média 4x2 – CD	10,9
V3	Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	10,3
V4	Caminhão com cesto elevador 6 ton	12,8
V5	Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton	16,9
V6	Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	20,6
V7	Caminhão com equip. especial (Procura Falha)	15,1
V8	Caminhão com equip. especial (Lavador de Isoladores)	24,0
V9	Motocicleta (90 cc.)	1,1

165. Uma vez determinados os custos de mão-de-obra e veículos, integram-se as equipes típicas que foram atribuídas a cada P&A. O quadro seguinte mostra a integração destas equipes com o pessoal e os veículos.

Tabela 36: Equipes Típicas

CÓDIGO	OPERÁRIOS DA EQUIPE					VEÍCULOS	
	01	02	03	04	05		
C1	1	1	-	-	-	V4	-
C2	-	2	-	-	-	V2	-
C3	1	-	1	1	-	V5	-
C4	1	1	2	-	-	V2	V4
C5	1	1	1	1	-	V3	V6
C6	1	-	1	1	-	V2	V5
C7	1	1	1	-	-	V4	-
C8	1	-	1	1	-	V3	-
C9	1	-	1	1	-	V8	-
C10	-	1	-	1	1	V5	V2
C11	1	-	-	0	1	V2	-
C12	1	1	-	-	-	V7	-
C13	-	2	-	-	-	V4	-

(Fls. 48 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

166. A integração das equipes produz, para cada equipe típica, o seguinte quadro de custos horários, tendo em vista os custos de mão-de-obra e veículos anteriormente expostos. Também se encontram apresentadas as participações percentuais da mão-de-obra e dos veículos.

Tabela 37: Custo horário das Equipes Típicas

CÓDIGO	MÃO-DE-OBRA (R\$/h)	VEÍCULOS (R\$/h)	TOTAL EQUIPE (R\$/h)	MÃO-DE-OBRA (%)	VEÍCULOS (%)
C1	84	13	97	87%	13%
C2	75	11	86	87%	13%
C3	88	17	104	84%	16%
C4	120	24	143	83%	17%
C5	125	31	156	80%	20%
C6	88	28	115	76%	24%
C7	102	13	115	89%	11%
C8	88	10	98	89%	11%
C9	88	24	112	78%	22%
C10	118	28	146	81%	19%
C11	104	11	115	91%	9%
C12	84	15	99	85%	15%
C13	75	13	88	85%	15%

167. O modelo de cálculo dos custos de O&M é apresentado esquematicamente no Apêndice III. A seguir, apresentam-se os resultados da aplicação do modelo, definindo-se os recursos necessários e os custos associados.

III.2.7.2. RECURSOS HUMANOS REQUERIDOS E CUSTOS TOTAIS

168. O quadro seguinte mostra a quantidade de operários resultantes logo depois de aplicado o modelo de cálculo, para cada nível de tensão e separadamente para redes e subestações. Ressalta-se que as quantidades fracionadas devem interpretar-se como resultado do cálculo dos custos, e não como frações de empregados. O importante é refletir finalmente os custos decorrentes das tarefas necessárias mencionadas. Na realidade acontecerá que as atividades serão desenvolvidas por grupos unificados de operários, realizando todas as tarefas, e eventualmente contratando alguns recursos de utilização pouco frequente.

Tabela 38: Total de operários de O&M resultante dos P&A

QUANTIDADE DE OPERÁRIOS DE O&M						
FAIXA DE TENSÃO	INSTALAÇÕES	O1	O2	O3	O4	O5
< 2,3 kV	Redes	24	199	11	10	0
	Subestações	7	52	7	7	0
	Iluminação	0	0	0	0	0
2,3 a 25 kV	Redes	48	20	38	37	0
	Subestações	1	4	3	1	0
	Capacitores e Reg.	0	1	0	0	0

(Fls. 49 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

QUANTIDADE DE OPERÁRIOS DE O&M						
FAIXA DE TENSÃO	INSTALAÇÕES	O1	O2	O3	O4	O5
30 a 69 kV	Redes	0	0	0	0	0
	Subestações	0	0	0	0	0
88 a 138 kV	Redes	2	2	1	1	0
	Subestações	2	2	1	1	2
230 kV	Redes	0	0	0	0	0
	Subestações	0	0	0	0	0
TOTAIS		84	280	61	57	2

169. Finalmente, da valoração da mão-de-obra e recursos totais calculados para O&M, resulta o seguinte quadro de custos totais de O&M por ano. Mantendo a classificação de níveis de tensão, discriminam-se os custos de O&M para instalações urbanas e rurais.

Tabela 39: Custos de O&M por ano (urbano e rural)

FAIXA DE TENSÃO	INSTALAÇÕES	URBANOS (R\$)	RURALS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
< 2,3 kV	Redes	16.357.257	4.700.333	21.057.590	49,53%
	Subestações	3.675.705	3.091.945	6.767.650	15,92%
	Iluminação	0	0	0	0,00%
2,3 a 25 kV	Redes	7.347.180	4.613.791	11.960.971	28,14%
	Subestações	936.570	0	936.570	2,20%
	Capacitores e Reg.	65.059	9.270	74.329	0,17%
30 a 69 kV	Redes	0	0	0	0,00%
	Subestações	0	0	0	0,00%
88 a 138 kV	Redes	381.113	240.698	621.811	1,46%
	Subestações	1.051.641	15.254	1.066.895	2,51%
230 kV	Redes	3.614	22.880	26.495	0,06%
	Subestações	0	0	0	0,00%
TOTAIS / ANO (R\$)		29.818.139	12.694.173	42.512.312	100%

III.3. CUSTOS ADICIONAIS

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

171. Entre esses custos, destacam-se: encargos adicionais de pessoal e benefícios, seguros de ativos e outros, publicações legais, auditoria externa, além de outros custos decorrentes de operação e manutenção em virtude de requisitos específicos de instalações.

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

(Fls. 50 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 40: Resultados dos Custos Adicionais

DESCRIÇÃO	CUSTOS DE PESSOAL (R\$)	CUSTOS DE MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
Seguros	---	1.036.321	1.036.321
Tributos	---	518.160	518.160
Publicações legais	---	1.028.829	1.028.829
Vigilância em Subestações	1.316.984	---	1.818.692
Exames Periódicos	---	129.586	129.586
Engenharia e Supervisão de Obras	---	1.150.000	1.150.000
Crescimento de Processos de O&M	375.817	159.838	535.655
Crescimento de Processos Comerciais	200.809	449.269	650.078
Manutenção em Linha Viva	---	6.038.616	6.038.616
Subestação Móvel	---	81.000	81.000
Consumo Próprio em SE's	---	1.072.064	1.072.064
Iluminação Pública	2.325.575	1.754.965	4.080.541
Adicional de IPTU	---	930.512	930.512
Inspeção Aérea	---	70.000	70.000
Eliminação de ASCAREL	---	530.000	530.000
Crescimento de Processos de O&M de março a outubro	187.909	79.919	267.828
Crescimento de Processos Comerciais de março a outubro	133.873	299.513	433.386
Manutenção de Equipamentos	---	1.900.000	1.900.000
Laboratório de Ensaios	---	175.863	175.863
Lavagem de Uniformes	---	885.400	885.400
Medição de Fronteira	---	235.710	235.710
Limpeza de Faixas	---	3.054.547	3.054.547
Adicional de Iluminação Pública	---	3.587.006	3.587.006
Total de Adicionais	4.540.967	25.167.118	29.708.085

III.4. DIMENSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

173. 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 como, por exemplo: hardware e software, veículos, além de toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

174. Assim, deverão ser determinadas as seguintes anuidades:

- ALUGUEL DE ESCRITÓRIO: A valoração do aluguel do escritório equipado é feita com base no dimensionamento de pessoal e das áreas de serviço. Esse custo reflete a amortização mais a manutenção do edifício próprio;
- INFORMÁTICA: Neste item devem ser incluídas as despesas gerais de manutenção de sistemas lógicos que dão suporte à infra-estrutura de informática. Inclui a compra de computadores pessoais e software, bem como gastos com manutenção, além dos sistemas corporativos. Neste item, incluem-se: Hardware e Software SCADA e GIS; Sistemas de gestão de operação e manutenção e Sistemas comerciais;

(Fls. 51 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- COMUNICAÇÕES: No caso da diretoria técnica, esses gastos são adicionados das anuidades necessárias para pagar a amortização e manutenção dos sistemas de rádio-comunicação para operação e manutenção, dedicados à comunicação entre os centros de controle e o pessoal de operação e manutenção em campo.
- INFRA-ESTRUTURA E COMUNICAÇÕES DO CALL CENTER: gastos com pagamento de anuidades dos equipamentos e gastos de comunicação, além do aluguel de localidade dedicada ao Call Center.
- TRANSPORTE: gastos com pagamento de anuidades dos veículos, além dos gastos de combustível e manutenção.

175. Dessa forma, conforme apresentado na fórmula (15), o **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)** será formado então por:

$$CAIMI = CAV + CAI + CAEM \quad (15)$$

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

CAEM: Custo Anual de Edificações, Móveis e Utensílios.

176. Os itens seguintes detalham os cálculos referentes a cada parcela desses custos.

III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

177. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 41: Amortização de Edificações, Móveis e Utensílios

Descrição	Custo Anual de Aluguel
Escritórios	2.187.444
Depósitos	1.896.000
Escritórios Comerciais	884.842
Total	4.968.286

III.4.2. Sistemas de Informática

178. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 42: Amortização dos Sistemas Centrais de Informática

Descrição	Investimento [R\$]	Implementação [R\$]	Vida Útil (anos)	Custo Mensal de Capital [R\$]	Custo Mensal de Manutenção [R\$]	Custo Total Anual [R\$]
Gestão da Distribuição	0	2176200	10	31.809	18.135	599.325
SCADA	3234028	3343468	10	96.141	27.862	1.488.040
GIS	8405813	15732602	10	352.823	131.105	5.807.138
Sistema de Gestão Comercial	0	9000000	10	131.550	75.000	2.478.600
Sistema de Call Center	0	2000000	10	29.233	16.667	550.800

(Fls. 53 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	TOTAL
	GERÊNCIA DE RH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GERÊNCIA DE SISTEMAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIRETORIA DE FINANÇAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIRETORIA TÉCNICA	0	27	0	0	0	0	0	0	27
	DIRETORIA COMERCIAL	38	0	0	0	0	0	0	0	38
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	42	0	0	0	0	0	0	0	42
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	72	0	0	0	0	0	0	0	72
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	P&A DE O&M	0	92	3	15	30	3	0	0	143
Quantidade Total de Veículos		169	119	3	15	30	3	0	0	339

181. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 45: Amortização de Veículos

Descrição	Custo Unitário [R\$]	Vida Útil [anos]	Custo de Capital Unitário [R\$]	Custo de Manutenção Unitário [R\$]	Custo de Combustível Unitário [R\$]	Outros Custos Unitário [R\$]	Custo Anual [R\$]
Automóvel	24.000	5	6.610	1.200	7.905	1.440	17.155
Pick-Up Média 4x2 – CD	57.000	5	15.698	2.850	9.486	3.420	31.454
Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	76.600	8	15.351	3.830	5.853	4.596	29.629
Caminhão Elevador 6 ton	99.500	8	19.940	4.975	5.853	5.970	36.738
Caminhão com cesto elevador 8 ton	151.100	10	26.503	7.555	5.487	9.066	48.611
Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	178.500	10	31.309	8.925	8.231	10.710	59.174
Veículo especial (Procura Falha)	142.500	10	24.995	7.125	2.926	8.550	43.596
Veículo especial (Lavador de Isoladores)	223.125	10	39.136	11.156	5.487	13.388	69.167
Motocicleta	3.200	5	881	160	1.976	192	3.210

III.4.5. Custo Total das Anuidades

182. A somatória das amortizações calculadas anteriormente resulta no **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)** que pode ser sintetizado na tabela seguinte:

Tabela 46: Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis

Descrição	Custo Total [R\$/ano]
Custo Anual de Veículos (CAV)	8.917.933
Custo Anual de Informática (CAI)	24.441.355
Custo Anual de Edificações e Móveis (CAEM)	4.968.286
Total	38.327.575

(Fls. 54 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

III.5. RESULTADOS FINAIS – MARÇO/2007

183. 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 47: Custos Totais por Ano – Preços a Março de 2007

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	8.451.107	1.999.632	10.450.739
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	10.677.525	15.938.610	26.616.134
	DIRETORIA FINANCEIRA	4.890.205	532.257	5.422.462
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	12.946.949	11.058.920	24.005.869
	DIRETORIA COMERCIAL	13.148.886	9.007.091	22.155.977
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	20.592.588	4.612.176	25.204.764
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	16.796.088	4.171.686	20.967.774
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	9.562.334	21.393.778	30.956.112
	P&A DE O&M	29.826.772	12.685.540	42.512.312
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	4.540.967	25.167.118	29.708.085
CUSTOS TOTAIS POR ANO		131.433.419	106.566.808	238.000.227

184. Finalmente, apresenta-se a seguir o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

Tabela 48: Quantidade de Pessoal

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	67	3,06%
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	138	6,31%
	DIRETORIA FINANCEIRA	55	2,52%
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	131	5,99%
	DIRETORIA COMERCIAL	376	17,20%
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	248	11,34%
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	305	13,95%
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	393	17,98%
	P&A DE O&M	473	21,64%
TOTAL		2.186	100%

(Fls. 55 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

III.6. RESULTADOS FINAIS – OUTUBRO/2007

185. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para outubro/2007 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 49: Custos Totais por Ano – Preços a Outubro de 2007

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	8.627.736	2.065.020	10.692.756
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	10.900.685	16.459.802	27.360.487
	DIRETORIA FINANCEIRA	4.992.410	549.662	5.542.072
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	13.217.540	11.420.547	24.638.087
	DIRETORIA COMERCIAL	13.423.697	9.301.623	22.725.321
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	21.022.973	4.762.994	25.785.967
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	17.147.126	4.308.100	21.455.226
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	9.762.187	22.093.354	31.855.541
	P&A DE O&M	30.450.151	13.100.357	43.550.509
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	4.635.873	25.990.083	30.625.956
CUSTOS TOTAIS POR ANO		134.180.378	110.051.543	244.231.920

IV. CONCLUSÕES

186. Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 234/2006, o modelo de Empresa de Referência será aprimorado para aplicação no segundo ciclo de revisão tarifária. Desta forma, os resultados ora apresentados são provisórios.

187. As planilhas de cálculo dos custos operacionais aplicado provisoriamente ao contrato de concessão da CPFL PIRATININGA encontram-se no arquivo “Modelo – ER FINAL – CPFL PIRATININGA.zip”.

188. Do exposto, os custos operacionais provisórios projetados para Outubro/2007, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da CPFL PIRATININGA equivalem ao valor de **R\$ 244.231.920,45** (duzentos e quarenta e quatro milhões, duzentos e trinta e um mil, novecentos e vinte reais e quarenta e cinco centavos).

(Fls. 56 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

APÊNDICE I INFORMAÇÃO DE REDES E SUBESTAÇÕES

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	
	INST. URBANAS	INST. RURAIS
Faixa de Tensão: >=230 kV (TRANSMISSÃO) --> UAT	-	-
<i>Subestações Transformadoras</i>	-	-
MVA Instalados ($V_p \geq 230 \text{ kV} / 138 \geq V_s \geq 30 \text{ kV}$)	-	-
Número de Subestações Abertas	-	-
Número de Subestações Abridadas	-	-
Número de Subestações Blindadas SF6	-	-
Número de Chaves Seccionadoras	-	-
<i>Linhas</i>	-	-
Extensão Linhas Aéreas (km)	4,10	29,10
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas/ Torres	340,00	469,20
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	-	-
Faixa de Tensão: 88 a 138 kV (DISTRIBUIÇÃO) --> EAT	-	-
<i>Subestações Transformadoras</i>	-	-
MVA Instalados ($138 \geq V_p \geq 88 \text{ kV} / 138 \geq V_s \geq 2,3 \text{ kV}$)	2.415,40	40,00
Número de Subestações Abertas	40,00	1,00
Número de Subestações Abridadas	2,00	-
Número de Subestações Blindadas SF6	-	-
Número de Chaves Seccionadoras	409,00	2,00
Número de Religadores	94,00	2,00
<i>Linhas</i>	-	-
Extensão Linhas Aéreas (km)	297,50	227,80
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas/ Torres	157,90	206,10
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	19,20	-
Faixa de Tensão: 30 a 69 kV (DISTRIBUIÇÃO) --> AT	-	-
<i>Subestações Transformadoras</i>	-	-
MVA Instalados ($69 \geq V_p \geq 30 \text{ kV} / 69 \geq V_s \geq 2,3 \text{ kV}$)	-	-
Número de Subestações Abertas	-	-
Número de Subestações Abridadas	-	-
Número de Chaves Seccionadoras	-	-
Número de Religadores/ Disjuntores	-	-
<i>Linhas</i>	-	-
Extensão Linhas Aéreas (km)	-	-
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas	-	-
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	-	-
Faixa de Tensão: 2,3 a 25 kV (DISTRIBUIÇÃO) --> MT	-	-
<i>Subestações Transformadoras</i>	-	-
MVA Instalados ($25 \geq V_p \geq 2,3 \text{ kV} / 25 \geq V_s \geq 2,3 \text{ kV}$) --> MT/MT	19,40	-
Número de Subestações Abertas	1,00	-

(Fls. 57 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	
	INST. URBANAS	INST. RURAIS
Número de Subestações Abridadas	114,00	-
Número de Religadores / Disjuntores	482,00	67,00
MVA Instalados (25>=Vp>=2,3 kV/ Vs<2,3 V) --> MT/BT	2.077,20	440,40
Número de Transformadores	22.691,00	9.790,00
Número de Chaves Fusíveis (Conjuntos)	30.233,00	13.025,00
Redes	-	-
Extensão Redes Aéreas Primárias (km)	5.316,00	4.154,00
Vão Médio Redes Aéreas Primárias (metros) - Entre Postes	36,50	46,00
Extensão Redes Subterrâneas Primárias (km)	57,50	-
Faixa de Tensão: <2,3 kV (DISTRIBUIÇÃO) --> BT	-	-
Redes	-	-
Extensão BT - RDA (km)	7.440,00	3.696,00
Vão Médio BT - RDA (metros) - Entre Postes	30,20	43,40
Extensão BT Subterrâneas (km)	12,50	-
BANCOS DE CAPACITORES	-	-
>138 kV (MVar Instalados)	-	-
>138 kV (Número de Bancos)	-	-
34.....138 kV (MVar Instalados)	279,00	-
34.....138 kV (Número de Bancos)	14,00	-
2,3.....25 kV (MVar Instalados)	294,00	15,60
2,3.....25 kV (Número de Bancos)	305,00	26,00
BANCOS DE REGULADORES DE TENSÃO SÉRIE	-	-
34.....138 kV (Número de Bancos)	-	-
2,3.....25 kV (Número de Bancos)	7	7

(Fls. 58 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

APÊNDICE II

MODELO DE CÁLCULO DOS CUSTOS DE O&M

O modelo de cálculo dos custos de O&M que foi utilizado está representado na Figura IV.1 a seguir:

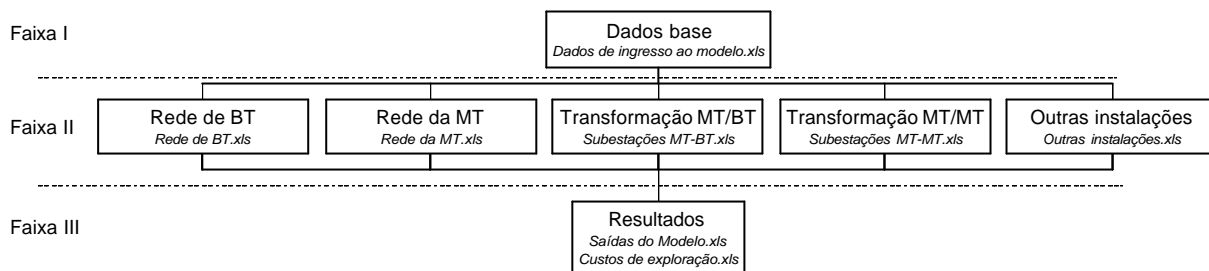


Figura II.1 - Esquema de cálculo dos custos de O&M

Para cada tipo de instalação (rede de baixa tensão, rede de média tensão etc) o modelo desenvolvido contém um formulário de cálculo de custos de O&M (Nível II) classificado por nível de tensão. Neste formulário são introduzidos os dados base que foram definidos no Nível I do modelo. No esquema mostrado encontram-se indicadas algumas instalações, para efeito de compreensão do modelo.

Os códigos utilizados pelo modelo para identificar cada um dos formulários de cálculo correspondentes aos diferentes níveis de tensão são os constantes da Tabela IV.1.

Tabela II.1 : Níveis de tensão considerados

Faixa de tensão: < 2,3 kV (BT)
Faixa de tensão: 2,3 a 25 kV (MT)
Faixa de tensão: 30 a 69 kV (AT)
Faixa de tensão: 88 a 138 kV (EAT)
Faixa de tensão: >= 230 kV (UAT)

As subestações são identificadas pelo nível primário de tensão da mesma. Para a empresa analisada são aplicados os formulários do modelo correspondentes com os níveis de tensão existentes na mesma.

Na Figura II.2 apresentam -se os dados que são fornecidos para o Nível I:

(Fls. 59 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

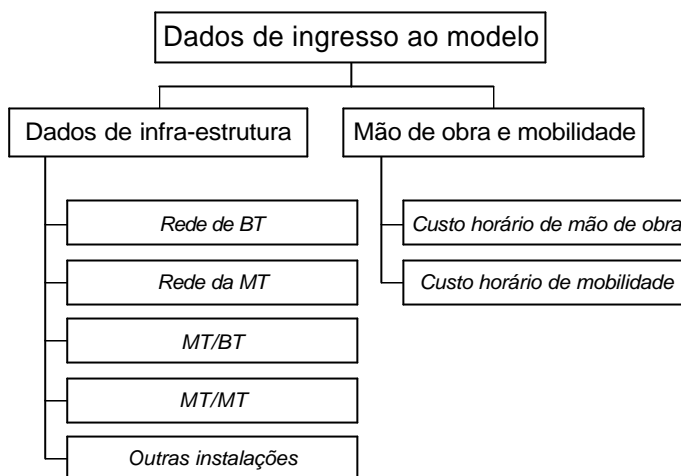


Figura II.2 - Dados de entrada para o Nível I

Os dados de infra-estrutura fornecidos ao modelo são os fornecidos pela ANEEL.

Na Figura IV.3 mostra-se o esquema de cálculo utilizado pelo modelo no Nível II:

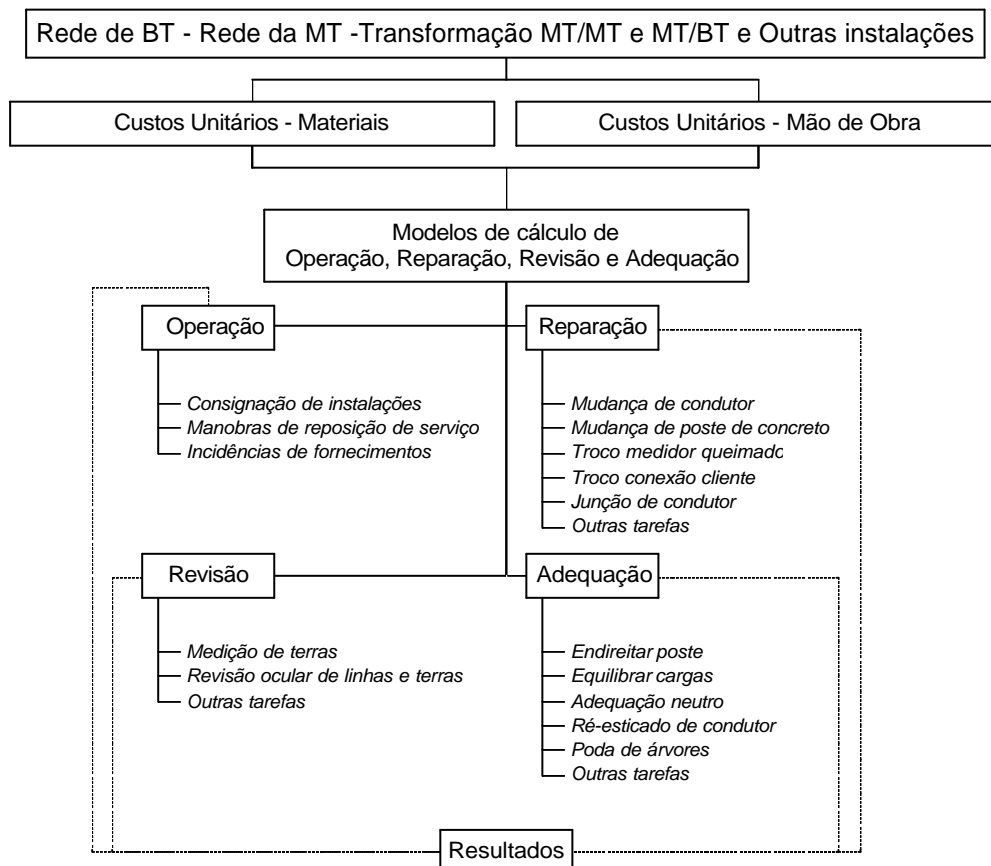


Figura II.3 - Dados de entrada para o Nível II

Os objetivos dos formulários de cálculo para este nível do modelo são os seguintes:

- a) Definir as tarefas básicas em cada segmento do sistema de distribuição;

(Fls. 60 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

- b) Atribuir a cada tarefa básica a “equipe típica” e os materiais necessários para sua execução;
- c) Estimar os tempos necessários para a execução das tarefas e os tempos médios de traslado;
- d) Determinar a frequência média anual de cada uma das tarefas;
- e) Obter a quantidade de tarefas a realizar anualmente, considerando a frequência média anual e as instalações reais da empresa;
- f) Valorar as tarefas, contemplando os custos de mão-de-obra, transporte e materiais.

Finalmente, adicionam -se os custos incorridos em cada um dos distintos segmentos do sistema, Figura IV.4.

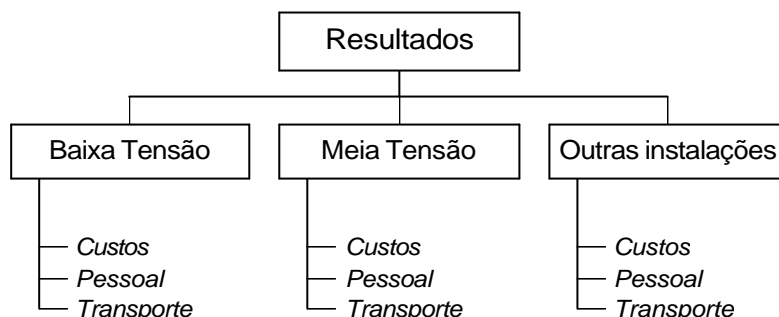


Figura II.4 - Custos incorridos por segmento

Os resultados para cada uma das saídas do modelo são agrupados em quadros que mostram os custos de O&M para toda a empresa, classificados por tipo de instalação e por nível de tensão.

Dados considerados no modelo

Custos de mão-de-obra

Consideraram -se os custos de mão-de-obra calculados no Apêndice “Remunerações e Transporte”.

Para efeito de cálculo da quantidade de pessoal de O&M se tomou como regime de trabalho uma jornada de 7,5 horas diárias, durante 5 dias e 48 semanas por ano.

Custos de transporte

Consideraram -se os custos de transporte calculados no Apêndice “Remunerações e Transporte”.

Para efeito de cálculo da quantidade de veículos de O&M se tomou como regime de trabalho dos mesmos 12 horas diárias, durante 5 dias e 48 semanas ao ano.

Com os dados de custo de mão-de-obra e transporte, e a conformação das “equipes típicas” se calculou o custo horário de cada uma delas.

Custos de materiais

Considerou-se o custo dos materiais necessários para a execução das tarefas utilizando preços de mercado representativos das modalidades mais eficientes de gestão que pode realizar a empresa.

Dados de infra-estrutura

Utilizaram -se os dados disponíveis na ANEEL.

Dados de quantidade de clientes

Utilizaram -se os dados disponíveis na ANEEL.

(Fls. 61 do Anexo I – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

APÊNDICE III DESCRIÇÃO DOS ESCRITÓRIOS COMERCIAIS CONSIDERADOS NA ER

Para dimensionar os escritórios comerciais respeitou-se a localização dos escritórios da empresa, mas obedecendo os critérios da ER.

Tabela III.1 – Escritórios Comerciais

MUNICÍPIOS	CLIENTES ATENDIDOS	NÚMERO DE ESCRITÓRIOS			
		COMERCIAIS TIPO 1	COMERCIAIS TIPO 2	COMERCIAIS TIPO 3	COMERCIAIS TIPO 4
Jundiaí	136.011	1	-	-	-
Praia Grande	159.934	1	-	-	-
Salto	35.910	-	-	1	-
Santos	197.444	1	-	-	-
São Vicente	120.692	1	-	-	-
Sorocaba	196.666	1	-	-	-
Ibiúna	13.869	-	-	1	-
Indaiatuba	67.114	-	1	-	-
Itu	51.811	-	1	-	-
Araçoiaba Da Serra	13.650	-	-	1	-
Boituva	16.859	-	-	1	-
Campo Limpo Paulista	23.285	-	-	1	-
Cubatão	35.610	-	-	1	-
Itupeva	14.759	-	-	1	-
Louveira	11.057	-	-	1	-
Mairinque	15.008	-	-	1	-
Porto Feliz	16.080	-	-	1	-
Salto De Pirapora	13.680	-	-	1	-
São Roque	26.273	-	-	1	-
Várzea Paulista	32.161	-	-	1	-
Vinhedo	22.137	-	-	1	-
Votorantim	32.805	-	-	1	-
Alumínio	4.783	-	-	-	1
Araçariquama	4.719	-	-	-	1
Capela Do Alto	6.067	-	-	-	1
Ipero	7.440	-	-	-	1
Vicente de Carvalho	30.387	-	-	1	-
TOTAL	1.371.396	5	2	16	4

ANEXO II

Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL
Brasília, 18 de outubro de 2007

DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

Em 18 de outubro de 2007.

Processo nº 48500.004296/2006-19

Assunto: Determinação da base de remuneração regulatória da CPFL-PIRATININGA para fins da segunda revisão tarifária periódica.

I. DO OBJETIVO

Considerando a etapa da Proposta Inicial para o processo de revisão tarifária periódica da CPFL Piratininga, apresenta-se neste anexo os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração definitiva.

II. DA ANÁLISE

2. A Base de Remuneração provisória foi estimada conforme segue abaixo:
 - a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS aprovado, 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 30 de setembro de 2007, é de **R\$ 1.992.581.107,85**.
 - b) A Base de Remuneração Líquida definitiva, a valores de 30 de setembro de 2007, é de **R\$ 1.025.025.796,93**.
 - c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 238.138.740,80**.
 - d) A Taxa de Depreciação média é **4,07%**.
 - e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 81.098.051,09**.
3. O detalhamento das contas é apresentado no quadro-resumo a seguir.

(Fls. 2 do Anexo II da Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

CONCESSIONÁRIA : PIRATINGA					
Data-base da avaliação 1º Ciclo:	30/9/2003				
Data-base da avaliação 2º Ciclo:	30/9/2007				
Data de revisão:	23/10/2007				
Data-base atualização:	30/9/2007				
Valores expressos em Reais (R\$)					
RESUMO BASE BLINDADA					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Base Blindada (Ativo Imobilizado em Serviço Total) - Valores avaliados no 1º Ciclo	1.746.721.000,63	779.797.817,66	966.923.182,96		
Baixas ocorridas na Base Blindada - Valores Avaliados no 1º Ciclo	73.134.373,83	44.187.768,50	28.948.605,23		
Base Blindada excluindo baixas ocorridas - Valores Avaliados no 1º Ciclo	1.673.586.626,81	735.610.049,16	937.974.577,73		
Valores de Atualização da Base Blindada excluindo baixas pelo IGPW	305.279.585,95	156.159.967,61	199.119.618,04		
Base Blindada atualizada	2.028.866.212,42	891.770.016,77	1.137.094.195,77		
Quota de depreciação da Base Blindada entre ciclos		337.139.896,35			
Base Blindada	2.028.866.212,42	1.228.909.913,12	799.954.299,42	1.423.178,73	799.953.116,70
Ajustes realizados na Base Blindada	10.455.746,23	46.125.235,37	-35.864.489,14	-48.927,69	-35.815.561,46
Base Blindada Ajustada Final	3.018.410.698,23	1.182.789.679,65	835.620.796,58	1.472.106,42	834.148.680,18
RESUMO BASE INCREMENTAL					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valores apresentados no laudo	504.741.812,92	55.812.219,43	468.929.593,49	2.161.101,57	466.768.491,92
Valor dos ajustes realizados	26.327.036,75	9.504.846,88	17.402.189,87	0,00	17.402.189,87
Base Incremental Ajustada Final	497.814.776,17	46.287.372,55	481.527.403,62	2.161.101,57	488.366.302,06
BASE TOTAL AJUSTADA (Ativo Imobilizado em Serviço)	3.516.225.242,40	1.229.077.052,20	1.287.148.199,20	3.633.207,90	1.283.314.982,22
Almozenado de operação					1.343.564,29
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					230.569.172,98
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO					1.054.269.373,53
MOVIMENTAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO LAUDO APRESENTADO PARA A DATA-BASE DE 31/07/2007					
Descrição	Valor Original Contábil (VOC)	Valor da depreciação		Índice de aproveitamento	
Adições ocorridas entre 01/05/2007 a 31/06/2007 - atualizadas até Set/07 - Valores Contábeis	27.135.547,78	119.334,56			
Baixas ocorridas entre 01/05/2007 a 31/06/2007 - atualizadas até set/07 - Valores Contábeis	0,00	0,00			
Valor da atualização do laudo ajustado para 30/09/2007	57.972.513,43	31.028.747,84		64.291,03	
Quota de depreciação do laudo ajustado no período de 01/05/2007 a 30/06/2007 - atualizada até set/07		38.091.602,77			
MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR LÍQUIDO)					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valor Final incluindo movimentação - Data-base 30/09/2007	2.401.333.303,00	1.298.316.737,18	1.303.016.566,42	3.697.499,01	1.299.319.067,41
Exclusão das contas contábeis e atividades de adm. referentes a Emp. de Referência	118.979.267,53	81.461.193,56	37.496.093,96	0,00	37.496.093,96
Valor Final do A.L.S. com exclusão de itens da Empresa de Referência - data-base: 30/09/2007	2.482.354.016,07	1.216.835.543,63	1.265.518.472,44	3.697.499,01	1.261.820.373,43
Almozenado de operação					1.343.564,29
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					238.138.740,93
Valor final da Base de Remuneração (Valor Líquido)					1.025.025.796,93
Base Provisória					963.243.374,08
MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR BRUTO)					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Taxa de depreciação (%)	Quota anual de Depreciação		
Valor Final com exclusão de itens da Empresa de Referência - data-base: 30/09/2007 (A)	2.482.354.016,07				
Valor do Índice de Aproveitamento (B)	3.697.499,01				
Valor referente as contas contábeis que não são depreciadas (serviços e terrenos) (C)	65.874.853,28				
Obrigações Especiais (D)	238.138.740,80				
Valor novo de reposição de bens 100% depreciados (E)	182.061.816,14				
Valor Bruto final (A - B - C - D - E)	1.992.581.107,85	4,07	81.098.061,09		
Base Provisória	2.120.856.876,33				

ANEXO III

Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL
Brasília, 18 de outubro de 2007

METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X

Em 18 de outubro de 2007.

Processo nº 48500.004296/2006-19

Assunto: Metodologia e Cálculo do Fator X da CPFL-PIRATININGA.

I. DO OBJETIVO

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

II. INTRODUÇÃO

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

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

4. Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

(Fls. 2 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

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:

$$FC_1 = RO_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (1)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (2)$$

onde:

FC₁: Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

RO₁: Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

O&M₁: Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, considerando os custos para provisão dos devedores duvidosos;

A₁: Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

A₀: Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

d₁: Valor da depreciação acumulada no período tarifário; e

Inv₁: Investimentos previstos para o período tarifário.

8. A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos (*A₀*) ao valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário (*A₁*).

$$A_0 = VPL (FC_1) + VPL (A_1) \quad (3)$$

9. A capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (1) e (2) com a equação (3):

$$A_0 = VPL (RO_1 - O \& M_1 - Inv_1) + VPL (A_0 + Inv_1 - d_1) \quad (4)$$

10. A equação anterior também pode ser expressa como:

(Fls. 3 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

$$A_0 = \frac{(RO_1 - O\&M_1 - Inv_1)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_1 - d_1)}{(1+r)} \quad (5)$$

11. O componente Xe a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto r' , que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de "N" anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao custo de capital da concessionária (WACC), estabelecido na revisão tarifária periódica. A equação de cálculo do componente Xe é dada por:

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i (1 - X_e)^{(i-1)} - O\&M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (6)$$

onde:

g : alíquota resultante do imposto de renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e

A_N : valor dos ativos ao final do período tarifário.

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

IV. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DO FCD

13. 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

14. 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.

15. 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.

IV.2 – Custos Operacionais

16. 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 mão-de-obra, material e serviços, conforme regras dispostas na Figura a seguir.

(Fls. 4 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

	Operação e Manutenção	Gestão Comercial	Administração
Mão-de-Obra	Os custos com mão-de-obra são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, a qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário.		
Material e Serviços	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento das vendas de energia elétrica, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e as vendas totais.	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento da quantidade de consumidores, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e a quantidade total de consumidores.	Os custos com administração são mantidos constantes nos valores definidos para a <i>Empresa de Referência</i> .

Figura 1 – Projeção dos Custos Operacionais

17. 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 nível de tensão, para o período mais longo disponível.

IV.3. Perdas de Receitas Irrecuperáveis

18. É estimada na proporção de 0,5% da receita anual da distribuidora de energia.

IV.4. Depreciação

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

IV.5 – Impostos

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

(Fls. 5 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

IV.6 – Investimentos

21. As projeções de investimentos incluem os investimentos em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes, além daqueles referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

22. Os investimentos considerados necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, à administração e outros, tais como veículos e software são reconhecidos nos custos da Empresa de Referência.

a) Investimentos em Expansão

23. As concessionárias informam os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão, que são analisados pela ANEEL de acordo com o histórico de investimentos e com o auxílio de ferramentas específicas.

24. Os investimentos em redes elétricas de média e baixa tensão, adotados no cálculo do componente Xe, são definidos regulatoriamente com base nas informações apresentadas pela distribuidora no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, e poderão ser avaliados com o auxílio de ferramentas de planejamento agregado de investimentos nas redes de distribuição, em média e baixa tensão, e com base no histórico de investimentos dos anos anteriores. O crescimento de mercado dos consumidores com livre opção de compra de energia também é incluído nessa avaliação.

25. Os investimentos em redes elétricas de alta tensão, informados pelas concessionárias, são analisados com o auxílio da projeção de demanda por barramento da rede, associada à apresentação de um estudo de fluxo de carga para essas redes, bem como o plano de ampliação justificado, e por meio do histórico de investimentos.

26. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensões quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado regulatoriamente e são resultantes da análise, por parte das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD/ANEEL e da Regulação Econômica – SRE/ANEEL, no que se refere à viabilidade econômica do investimento global para a concessionária, ao impacto tarifário e ao efetivo benefício técnico frente ao investimento a ser realizado.

27. O resultado dos estudos efetuados, bem como os valores que serão adotados no fluxo de caixa do componente Xe são apresentados no **Anexo IV** desta Nota Técnica.

b) Investimentos em Renovação do Sistema de Distribuição

28. Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram efetivamente no fim de sua vida útil, sendo necessário efetuar a renovação da rede em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Nesse sentido, os investimentos em renovação, para cada tipo de ativo, serão dados por:

(Fls. 6 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

$$\text{Investimentos em Renovação} = \sum_{k=1}^{\infty} AIS_{-kn} \times T \quad (7)$$

onde:

n : Vida útil do ativo considerado, expressa em anos;

$AIS_{(-kn)}$: Ativo Imobilizado em Serviço - AIS correspondente ao ano $(-kn)$, isto é, a base de capital do ativo considerado no ano $(-kn)$, sendo n a vida útil; e

T : taxa percentual de crescimento médio anual do AIS.

29. Para o cálculo do AIS_{-n} , aplica-se a seguinte expressão:

$$AIS_{-kn} = \frac{AIS \text{ ATUAL}}{(1+T)^{kn}} \quad (8)$$

30. Na fórmula anterior, considerou-se que houve um crescimento percentual anual de T nos últimos n anos, sendo n , como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação resultarão das fórmulas anteriores da seguinte forma:

$$\text{Investimento em Renovação} = \frac{AIS \text{ ATUAL} \times T}{(1+T)^n - 1} \quad (9)$$

31. O quociente $T / ((1+T)^n - 1)$ é denominado *fator de renovação*. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Adota-se a percentagem que representa a média das taxas máximas de crescimento dos ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, permite-se calcular um *fator de renovação* que, aplicado ao respectivo AIS, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação.

IV.7 – Capital de Giro

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

IV.8 – Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

33. 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.

(Fls. 7 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

IV.9 – Custo de Capital (WACC)¹

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

V. CÁLCULO DO FATOR X

35. Nesta seção, apresenta-se o cálculo do componente Xe para a CPFL-PIRATININGA de acordo com o método de Fluxo de Caixa Descontado e com os procedimentos descritos anteriormente. Primeiramente, apresenta-se a projeção de mercado que, de acordo com as tarifas médias calculadas, resultam na receita estimada para o período tarifário, sem a aplicação do Fator X. Além do mercado, serão detalhadas as projeções dos custos operacionais eficientes e os investimentos adotados no fluxo de caixa descontado, discriminados em investimentos em distribuição, transmissão e renovação. Serão apresentados também a base de remuneração regulatória e o valor residual.

36. Com base nos valores obtidos para as variáveis do cálculo do componente Xe, apresenta-se o Fluxo de Caixa da concessionária, desconsiderando a aplicação do Fator X. Dessa forma, a rentabilidade do serviço de distribuição de energia, medida pela TIR, poderá ser diferente do WACC de 9,95%. Neste caso, 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. Portanto, o Fator X será aquele que torna a TIR do negócio igual ao WACC. Finalmente, apresenta-se o Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X.

V.1 – Mercado de Energia

37. De acordo com informações enviadas pela concessionária, foi apresentada a projeção de mercado, em MWh, discriminado por classe de consumo para o período tarifário, conforme tabela a seguir:

Tabela 1: Projeção de Mercado da Concessionária

MERCADO (MWh)	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11	Crescimento Anual Médio (%)
Residencial	2.672.669	2.762.825	2.848.858	2.935.677	3,28%
Industrial	7.719.994	8.011.210	8.293.920	8.575.543	3,69%
Comercial	1.575.042	1.640.237	1.706.987	1.773.180	4,19%
Rural	177.338	181.640	186.181	190.835	2,54%
Demais	699.906	714.266	734.563	755.499	2,65%
Total	12.844.949	13.310.178	13.770.509	14.230.734	3,60%

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. 8 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

V.2 – Receita

38. A receita do período tarifário é obtida pela multiplicação da tarifa média de cada classe consumo, resultante pela divisão da Parcela B de cada categoria pelo respectivo mercado em MWh, pela projeção de mercado apresentada no item anterior.

39. Entretanto, para a estimativa de receita apresentada nesta Nota Técnica, foi calculada apenas uma tarifa média através da divisão da Parcela B pelo mercado total. Esse procedimento foi adotado pois para se calcular uma tarifa média para cada categoria de consumo, de forma que represente corretamente as tarifas resultantes do processo de revisão tarifária periódica, devem-se considerar os efeitos do realinhamento tarifário e os custos marginais decorrentes da campanha de medidas realizada pela concessionária. Tais efeitos demandam estudos detalhados de forma que somente poderão ser concluídos para o cálculo do Fator X final. Assim, a tarifa média por categoria tarifária será utilizada apenas quando do cálculo do valor final do Fator X.

40. A tarifa adotada foi de **38,34 R\$/MWh** e a receita, sem a aplicação do Fator X, encontra-se na tabela a seguir:

Tabela 3: Projeção de Receita sem Fator X

RECEITA (R\$)	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11
Residencial	102.470.872	105.927.467	109.226.008	112.554.682
Industrial	295.986.716	307.152.001	317.991.217	328.788.717
Comercial	60.387.548	62.887.154	65.446.362	67.984.197
Rural	6.799.188	6.964.118	7.138.214	7.316.661
Demais	26.834.591	27.385.174	28.163.354	28.966.030
Total	492.478.915	510.315.914	527.965.154	545.610.287

V.3 – Custos Operacionais

Para o cálculo da projeção dos custos operacionais, referentes à “Operação e Manutenção”, “Gestão Comercial” e “Custos de Administração”, foram adotadas as regras apresentadas no item IV.2 – Custos Operacionais e a projeção do número total de consumidores. A projeção dos custos operacionais, juntamente com o número de consumidores, está descrita abaixo.

Tabela 4: Projeção do Número de Consumidores

Período	Total
set/07	1.256.153
set/08	1.276.806
set/09	1.297.459
set/10	1.318.112

(Fls. 9 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

Tabela 5: Custos Operacionais Projetados

CUSTOS OPERACIONAIS		Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11
Custos de O&M	Pessoal	68.984.860	70.119.078	71.253.296	72.387.514
	Material e Serviços	40.795.235	42.272.790	43.734.791	45.196.453
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	45.667.097	46.417.935	47.168.773	47.919.611
	Material e Serviços	37.026.006	37.634.771	38.243.536	38.852.301
Custos de Administração	Pessoal	19.528.420	19.528.420	19.528.420	19.528.420
	Material e Serviços	32.230.302	32.230.302	32.230.302	32.230.302
Geração Própria	Total	0	0	0	0
TOTAL		244.231.920	248.203.296	252.159.118	256.114.600

V.4 – Investimentos

41. Os investimentos em expansão, tanto em distribuição quanto em subtransmissão, foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD/ANEEL. Os estudos realizados pela referida Superintendência, utilizados como base para a definição dos investimentos a serem adotados no fluxo de caixa do Fator X encontram-se no **Anexo IV** desta Nota Técnica e são explicitados na tabela a seguir. Para consideração dos investimentos concatenados com o período tarifário foi feita a média de investimentos entre os dois anos de referência, visto que os investimentos informados pela empresa estão de acordo com o ano civil.

42. No cálculo dos investimentos em renovação, foi adotado um crescimento médio dos ativos de 9,0% e uma vida útil dos ativos de 35 anos. O fator de renovação, calculado pela quociente $T / ((1+T)^n - 1)$, onde T representa o crescimento médio e n, a vida útil, foi aplicado sobre o Base Bruta de Remuneração. Ressalta-se que esses investimentos foram excluídos da projeção feita pela SRD, uma vez que esta já contempla os investimentos em expansão e renovação na baixa e média tensão.

43. Os investimentos totais considerados no Fator X estão discriminados na Tabela abaixo:

Tabela 6: Investimentos Considerados no Fator X

Investimentos (R\$)	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11	Total
1) Distribuição (U < 69 kV)	67.009.145	68.463.693	69.371.315	69.402.816	274.246.969
1.1. Subestações	0	0	0	0	0
1.2. Redes em MT	20.797.163	20.797.163	20.797.163	20.797.163	83.188.653
1.3. Redes em BT	35.870.727	36.919.089	37.345.326	36.720.852	146.855.995
1.4. Renovação	10.341.255	10.747.441	11.228.825	11.884.800	44.202.321
1.5. Outros	0	0	0	0	0
2) SubTransmissão (U > 69 kV)	20.317.479	35.084.052	71.837.501	66.785.484	194.024.516
2.1. Subestações	11.516.447	25.656.593	43.550.353	44.581.396	125.304.789
2.2. Linhas de Transmissão	8.801.032	9.427.459	28.287.148	22.204.088	68.719.727
2.3. Outros	0	0	0	0	0
TOTAL	87.326.625	103.547.745	141.208.816	136.188.300	468.271.486

(Fls. 10 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

V.5 – Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

44. A base de remuneração regulatória adotada no fluxo de caixa foi o valor dos ativos físicos da concessionária, subtraída a depreciação, 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. Os valores da base de remuneração regulatória ao longo do período tarifário estão dispostos abaixo:

Tabela 7: Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

BALANÇO GERAL	Out / 07	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11
Ativos					
Capital de Giro	(238.138.741)	(238.138.741)	(238.138.741)	(238.138.741)	(238.138.741)
Saldo Bruto do AIS de Distribuição	-	9.692.247	9.692.247	9.692.247	9.692.247
Saldo Bruto do AIS de Geração	-	9.692.247	19.384.494	29.076.740	38.768.987
Investimentos	(238.138.741)	(228.446.494)	(218.754.247)	(209.062.001)	(199.369.754)
Depreciação acumulada	65.874.858	65.874.858	65.874.858	65.874.858	65.874.858
Depreciação no ano	1.343.564	1.343.564	1.343.564	1.343.564	1.343.564
Saldo Líquido do AIS	1.049.649.743	1.056.170.400	1.076.051.690	1.129.346.906	1.171.850.973
Saldo Bruto das Obrigações Especiais	-	-	-	-	-
Amortização no ano	39.378	Out 2007 - Set 2008	Out 2008 - Set 2009	Out 2009 - Set 2010	Out 2010 - Set 2011
Amortização acumulada	-	492.478.915	506.590.811	520.285.416	533.749.078
Saldo Líquido das Obrigações Especiais	-	(337.948.511)	(345.847.550)	(354.380.543)	(364.440.085)
Terrenos e Servidões	-	(244.231.920)	(248.203.296)	(252.159.118)	(256.114.600)
Almoxarifado em Operação	-	(12.618.539)	(12.980.121)	(13.331.011)	(13.675.984)
Total do Ativo	-	(81.098.051)	(84.664.133)	(88.890.413)	(94.649.500)

V.6 – Fluxo de Caixa do Fator X

45. Com os valores projetados da receita, investimentos e custos operacionais, a taxa interna de retorno do serviço de distribuição da concessionária é de 10,27%, conforme fluxo de caixa apresentada na Tabela a seguir.

Tabela 8: Fluxo de Recursos do Negócio sem Fator X

FLUXO DE CAIXA	Out / 07	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11
1. Receita de Distribuição Bruta		492.478.915	510.315.914	527.965.154	545.610.287
2. Despesas Operacionais		(337.948.511)	(345.942.996)	(354.577.317)	(364.743.998)
2.1. O&M		(244.231.920)	(248.203.296)	(252.159.118)	(256.114.600)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(12.618.539)	(13.075.568)	(13.527.785)	(13.979.898)
2.3. Depreciação dos Ativos		(81.098.051)	(84.664.133)	(88.890.413)	(94.649.500)
3. Tributos		(52.540.337)	(55.886.792)	(58.951.865)	(61.494.538)
4. Investimento		(87.618.708)	(103.839.828)	(141.500.899)	(136.480.384)
5. Mudança no capital de giro		-	(891.850)	(882.462)	(882.257)
Fluxo de Caixa		95.469.410	88.418.580	60.943.025	76.658.610
Total de Ativos	(1.049.649.743)	-	-	-	1.172.444.033
Fluxo do Negócio	(1.049.649.743)	95.469.410	88.418.580	60.943.025	1.249.102.644

(Fls. 11 do Anexo III – Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL, de 18/10/2007).

46. Para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente, de 9,95%, fosse alcançada, a receita da distribuidora foi ajustada, mediante a subtração do componente Xe no valor de 0,73%, como pode ser observado no fluxo de caixa da tabela a seguir.

Tabela 9: Fluxo de Recursos do Negócio com Fator X

FLUXO DE CAIXA	Out / 07	Out / 07 - Set / 08	Out / 08 - Set / 09	Out / 09 - Set / 10	Out / 10 - Set / 11
1. Receita de Distribuição Bruta		492.478.915	506.590.811	520.285.416	533.749.078
2. Despesas Operacionais		(337.948.511)	(345.847.550)	(354.380.543)	(364.440.085)
2.1. O&M		(244.231.920)	(248.203.296)	(252.159.118)	(256.114.600)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(12.618.539)	(12.980.121)	(13.331.011)	(13.675.984)
2.3. Depreciação dos Ativos		(81.098.051)	(84.664.133)	(88.890.413)	(94.649.500)
3. Tributos		(52.540.337)	(54.652.709)	(56.407.657)	(57.565.058)
4. Investimento		(87.618.708)	(103.839.828)	(141.500.899)	(136.480.384)
5. Mudança no capital de giro		-	(705.595)	(684.730)	(673.183)
Fluxo de Caixa		95.469.410	86.209.262	56.202.000	69.239.869
Total de Ativos	(1.049.649.743)	-	-	-	1.171.850.973
Fluxo do Negócio	(1.049.649.743)	95.469.410	86.209.262	56.202.000	1.241.090.842

VI. CONCLUSÕES

47. Diante das análises apresentadas, o componente Xe da CPFL-PIRATININGA referente à segunda revisão tarifária periódica é de **0,73%**.

ANEXO IV

Nota Técnica nº 063/2007-SRD/ANEEL
Anexo da Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL
Brasília, 18 de outubro de 2007

ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS

Nota Técnica nº 0063/2007-SRD/ANEEL

Em 24 de agosto de 2007.

Processo nº 48500.000550/2007-82

Assunto: Análise dos investimentos em distribuição da Companhia Piratininga de Força e Luz, CPFL-Piratininga, para o segundo ciclo de revisão tarifária.

I - DO OBJETIVO

Analisar os investimentos no sistema de distribuição da CPFL-Piratininga para atendimento do crescimento de mercado, com base nas informações recebidas da concessionária, com o objetivo de subsidiar o cálculo do componente Xe do Fator X.

II - DOS FATOS

2. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. O Anexo VI da citada Resolução, define a metodologia para cálculo dos componentes Xe e Xa do Fator X.

3. O cálculo do componente Xe, que representa o conceito de eficiência econômica e produtividade, é realizado pela aplicação do método de Fluxo de Caixa Descontado – FCD, do tipo prospectivo (forward looking) e tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. Assim, é necessário definir, para o período tarifário em análise, os investimentos em expansão do sistema e renovação dos ativos de distribuição, a receita, os custos operacionais e a base de remuneração.

4. Os investimentos em expansão do sistema de distribuição são aqueles para atender o crescimento do mercado horizontal e vertical, ou seja, pelo acréscimo de novos consumidores e pelo aumento de carga dos consumidores existentes, respectivamente. A Resolução Normativa ANEEL nº 234/06 estabeleceu a metodologia para análise dos investimentos baseada em duas fontes de informações:

- Histórico dos investimentos: a concessionária deve apresentar o histórico dos investimentos ano a ano, por nível de tensão, para um período não inferior a quatro anos (último ciclo de revisão tarifária);

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

- Plano de desenvolvimento da distribuição – PDD: apresenta o plano de obras proposto pela distribuidora com as informações necessárias para sua análise. Deve considerar um horizonte não inferior a cinco anos;

5. Os investimentos devem guardar coerência com o crescimento do carregamento do sistema. Outros fatores que devem nortear a análise são a viabilidade econômica do investimento, o impacto tarifário e o efetivo benefício técnico.

6. Outra variável que deve ser avaliada no estudo é o aporte de recursos no Programa Luz Para Todos (LPT).

7. O produto final da análise deverá ser o valor regulatório do montante de investimentos em alta, média e baixa tensão, por ano do ciclo de revisão tarifária.

Recebimento das Informações

8. Em 26 de outubro de 2006, foi encaminhado à CPFL-Piratininga o Ofício Circular nº 021/2006–SRD/ANEEL, solicitando informações do planejamento de expansão e histórico de investimentos realizados para o cálculo do custo marginal de expansão e dos investimentos associados ao componente Xe do Fator X.

9. Para o recebimento do plano de obras da distribuição, foi disponibilizado à concessionária o aplicativo Banco de Planejamento 1.7.3. As obras deveriam ser fornecidas em estrutura modular, contendo as informações solicitadas para cada módulo específico. Já o histórico do montante de investimentos dos últimos cinco anos deveria ser fornecido agregado por nível de tensão e ano de referência. O prazo para o recebimento destas informações era o dia 24 de novembro de 2006.

10. Em 17 de novembro de 2006, foi encaminhado à CPFL-Piratininga o Ofício Circular nº 023/2006-SRD/ANEEL, postergando o prazo de envio das informações solicitadas para 15/12/2006.

11. No dia 18 de dezembro de 2006, a CPFL-Piratininga enviou a primeira versão do banco de dados do Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD.

12. O Ofício Circular nº 005/2007-SRD/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2007, solicitou informações a respeito dos montantes de investimentos realizados no âmbito do LPT.

13. Em 05 de março de 2007, foi recebida pela ANEEL a correspondência CARTA Nº 042/RR/PIRATININGA, de 01 de março de 2007, solicitando a prorrogação do prazo de encaminhamento das informações referidas no Ofício Circular nº 005/2007-SRD/ANEEL para o dia 13 de março de 2007.

14. Em 09 de março de 2007, foram recebidas pela ANEEL as informações relativas ao LPT, que foram encaminhadas pela correspondência CARTA Nº 047/RR/PIRATININGA, de 08 de março de 2007.

15. Em 18 de abril de 2007, foi enviada correspondência eletrônica (e-mail) solicitando retificações do PDD enviado pela concessionária, por conta de erros na forma de cadastramento das obras

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

projetadas no banco de dados.

16. Em 16 de maio de 2007, foram recebidas as referidas retificações por meio de correspondência (e-mail) eletrônica.

17. Em 18 de maio de 2007, foi feito contato por telefone para que o PDD fosse novamente preenchido em virtude das informações enviadas no dia 16 de maio ainda serem insuficientes para a correta avaliação do plano de investimento.

18. Em 21 de maio de 2007, a segunda versão PDD foi recebida por correspondência eletrônica (e-mail). Esta segunda versão ainda não estava preenchida de forma inteiramente correta.

19. O Ofício nº 0138/2007-SRD/ANEEL, de 23 de maio de 2007, solicitou que fosse enviado até o dia 8 de junho do corrente ano o PDD revisto e preenchido de acordo com as orientações do Ofício Circular nº 0021/2006-SRD/ANEEL.

20. No dia 31 de maio de 2007, foi enviado o Ofício nº 0146/2007-SRD/ANEEL, solicitando esclarecimentos a respeito de algumas informações solicitadas no Ofício Circular nº 0021/2006-SRD/ANEEL que não estavam de acordo com o demonstrativo dos valores adicionados ao ativo imobilizado em distribuição disponibilizado pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF da ANEEL.

21. Em 08 de junho de 2007, a terceira versão PDD foi recebida por correspondência eletrônica (e-mail).

22. No dia 15 de junho de 2007, foi enviada a CARTA Nº 108/RR/PIRATININGA esclarecendo informações solicitadas no Ofício nº 0146/2007-SRD/ANEEL.

23. No dia 17 de julho de 2007, a concessionária enviou a CARTA Nº 128/RR/PIRATININGA contendo a quarta versão do PDD, detalhando melhor a classificação de determinadas obras, o que possibilitou a presente análise.

24. No dia 26 de julho de 2007, pela correspondência CARTA Nº 133/RR/PIRATINGA a concessionária manifesta formalmente acerca da minuta de nota técnica, sobre investimento, realizada por esta Superintendência.

25. O Ofício nº 0245/2007-SRD/ANEEL, de 02 de agosto de 2007, solicitou o preenchimento de nova planilha do histórico de investimentos, com a orientação de que os investimentos relativos às subestações fossem alocados em rubricas específicas, segregados por classe de tensão. O prazo de resposta foi o dia 10 de agosto do corrente ano.

26. No dia 08 de agosto de 2007, pela correspondência CARTA Nº 144/RR/PIRATINGA a concessionária solicitou prorrogação do prazo de envio da planilha do histórico de investimentos para o dia 15 de agosto do corrente ano devido à dificuldade no levantamento de tais informações segundo o critério de origem de recursos.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

27. No dia 15 de agosto de 2007, pela correspondência CARTA Nº 147/RR/PIRATINGA a concessionária enviou a planilha do histórico de investimentos solicitada por meio do Ofício nº 0245/2007-SRD/ANEEL, de 02 de agosto de 2007, possibilitando a presente análise.

III - DA ANÁLISE

28. Foram recebidos da concessionária de distribuição dois conjuntos, com o seguinte nível de detalhe:

- Histórico: de 2002 a 2006, com os investimentos globais, em reais, e a demanda máxima correspondente de cada nível de tensão;
- Planejamento da distribuição: de 2007 a 2011, com o plano de obras, por nível de tensão. As obras foram compostas por módulos, conforme estrutura pré-estabelecida. Para cada módulo, foram informados os custos unitários e totais, a tensão de operação, e demais dados técnicos.

29. Na tabela 1 são apresentados os montantes, declarados pela CPFL-Piratinga, dos investimentos realizados nos anos de 2002 a 2006, e a projeção de investimentos para os anos de 2007 a 2011, divididos por subgrupos de tensão.

Tabela 1 – Histórico e planejamento dos investimentos em distribuição (R\$)					
	ANO	Baixa Tensão (BT) R\$	De 2,3 a 25 kV	De 88 a 138 kV	Total R\$
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2002	26.109.259,00	5.285.401,00	1.836.780,00	33.231.440,00
	2003	24.157.924,35	10.911.545,25	4.841.321,63	39.910.791,23
	2004	29.729.178,51	12.390.448,24	12.532.019,34	54.651.646,09
	2005	39.356.651,56	20.224.550,30	12.872.441,06	72.453.642,92
	2006	41.495.348,42	22.256.783,15	41.719.736,36	105.471.867,93
PLANEJAMENTO - PDD	2007	45.522.854,86	45.217.589,60	33.463.231,47	124.203.675,93
	2008	46.349.807,28	39.372.864,20	17.688.329,01	103.411.000,49
	2009	47.929.874,08	47.060.868,80	63.513.232,11	158.503.974,99
	2010	48.703.007,26	49.864.273,20	73.501.326,00	172.068.606,46
	2011	48.586.182,01	45.365.238,20	44.485.108,74	138.436.528,95

Da alteração

30. Cabe ressaltar que no período de 2002 e 2006 houve parcela dos investimentos relacionados a obras com participação financeira de terceiros, e que foram contabilizadas como obrigações especiais. Tais valores constam na tabela 2 abaixo e foram deduzidos do histórico de investimentos por não constituírem recursos próprios da concessionária:

Tabela 2 - Investimentos em obras com participação financeira de terceiros (R\$)		
ANO	Baixa Tensão (BT)	De 2,3 a 25 kV
2002	798.698,41	220.521,75
2003	3.043.256,12	869.677,50
2004	2.916.643,88	322.226,76
2005	2.050.452,30	200.120,97
2006	4.315.280,59	674.404,81

31. Desse modo os valores considerados na análise estão na tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - Histórico e planejamento dos investimentos em distribuição (R\$)					
	ANO	Baixa Tensão (BT) R\$	De 2,3 a 25 kV	De 88 a 138 kV	Total R\$
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2002	25.310.560,59	5.064.879,25	1.836.780,00	32.212.219,84
	2003	21.114.668,23	10.041.867,75	4.841.321,63	35.997.857,61
	2004	26.812.534,63	12.068.221,48	12.532.019,34	51.412.775,45
	2005	37.306.199,26	20.024.429,33	12.872.441,06	70.203.069,65
	2006	37.180.067,83	21.582.378,34	41.719.736,36	100.482.182,53
PLANEJAMENTO - PDD	2007	45.522.854,86	45.217.589,60	33.463.231,47	124.203.675,93
	2008	46.349.807,28	39.372.864,20	17.688.329,01	103.411.000,49
	2009	47.929.874,08	47.060.868,80	63.513.232,11	158.503.974,99
	2010	48.703.007,26	49.864.273,20	73.501.326,00	172.068.606,46
	2011	48.586.182,01	45.365.238,20	44.485.108,74	138.436.528,95

32. Para efeito de comparação dos montantes investidos no sistema de distribuição em diferentes anos, os investimentos declarados no histórico da tabela 3 foram trazidos a valor presente, com correção pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas. A tabela 4 apresenta os valores anuais do IGP-M, o IGP-M acumulado e os valores do histórico declarado pela empresa, corrigidos a valor presente.

Tabela 4 - Histórico dos investimentos em distribuição considerados na análise corrigidos pelo IGP-M (R\$)						
ANO	IGPM	IGPM acumulado	Baixa Tensão (BT)	De 2,3 a 25 kV	De 88 a 138 kV	Total
2002	25,31%	60,92%	40.729.419,16	8.150.336,66	2.955.722,07	51.835.477,89
2003	8,71%	28,42%	27.114.711,27	12.895.411,93	6.217.054,27	46.227.177,47
2004	12,41%	18,13%	31.672.992,44	14.255.895,35	14.803.768,44	60.732.656,22
2005	1,21%	5,09%	39.203.720,51	21.042.940,49	13.527.177,56	73.773.838,57
2006	3,83%	3,83%	38.604.064,43	22.408.983,43	43.317.602,26	104.330.650,12

33. Considerando-se os valores corrigidos da tabela 4, a tabela 3 foi ajustada, e resultou na tabela 5, que mostra os valores investidos e a projeção de investimentos considerados na mesma base de tempo.

Tabela 5 – Histórico corrigido pelo IGP-M e planejamento dos investimentos em distribuição incluindo as obras do Programa Luz para Todos (R\$)					
	ANO	Baixa Tensão (BT)	De 2,3 a 25 kV	De 88 a 138 kV	Total
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS*	2002	40.729.419,16	8.150.336,66	2.955.722,07	51.835.477,89
	2003	27.114.711,27	12.895.411,93	6.217.054,27	46.227.177,47
	2004	31.672.992,44	14.255.895,35	14.803.768,44	60.732.656,22
	2005	39.203.720,51	21.042.940,49	13.527.177,56	73.773.838,57
	2006	38.604.064,43	22.408.983,43	43.317.602,26	104.330.650,12
PLANEJAMENTO- PDD	2007	45.522.854,86	45.217.589,60	33.463.231,47	124.203.675,93
	2008	46.349.807,28	39.372.864,20	17.688.329,01	103.411.000,49
	2009	47.929.874,08	47.060.868,80	63.513.232,11	158.503.974,99
	2010	48.703.007,26	49.864.273,20	73.501.326,00	172.068.606,46
	2011	48.586.182,01	45.365.238,20	44.485.108,74	138.436.528,95

* Valores corrigidos pelo IGP-M

34. O gráfico 2 apresenta a comparação dos montantes anuais investidos e projetados para as redes de baixa, média e alta tensão da concessionária.

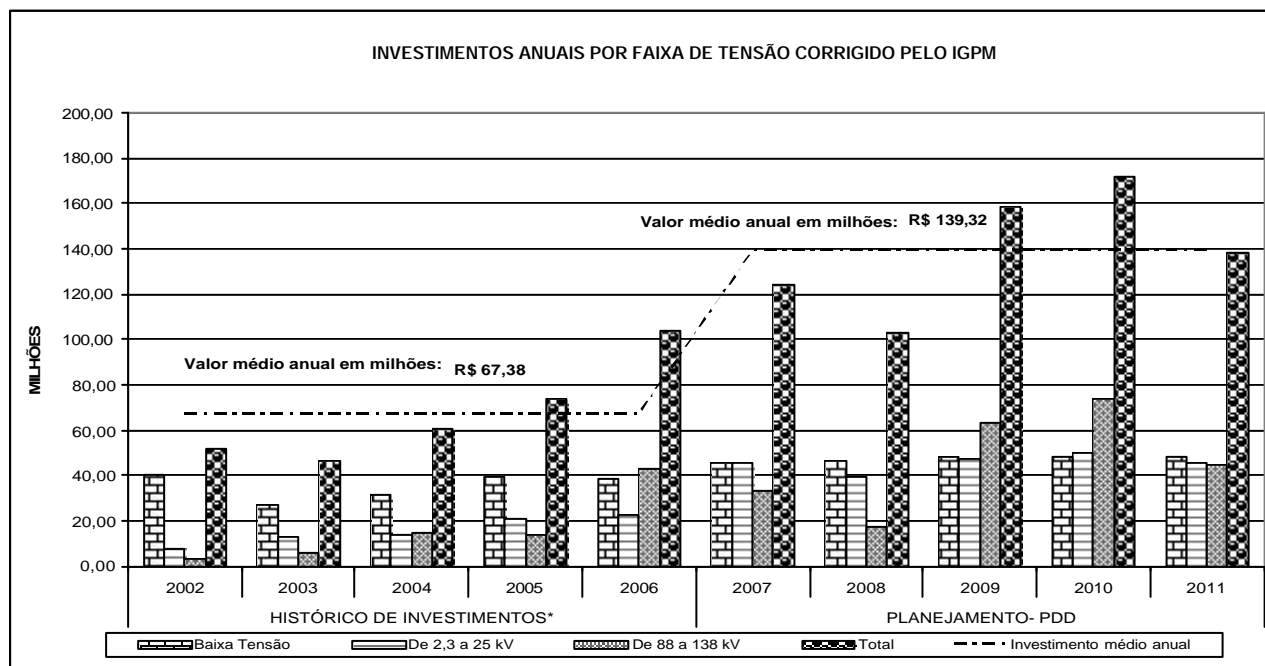


Gráfico 02 – Investimentos por faixa de tensão

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

35. Pela análise do gráfico percebe-se uma significativa diferença entre o investimento médio histórico e o planejado pela empresa, tendo em vista que ao longo do período de 2002 a 2006, o montante de investimento é da ordem de 67 milhões de reais anuais e o planejado pela empresa para os anos de 2007 a 2011 é da ordem dos 139 milhões de reais anuais.

36. Cabe ressaltar que parte dessa alta no investimento planejado refere-se à faixa de tensão de 2,3 a 25 kV, cujo investimento médio entre 2002 e 2006 foi de cerca de 16 milhões de reais anuais, passando a uma média de investimentos planejada para o período de 2007 a 2011 de aproximadamente 45,5 milhões de reais anuais, o que implica em variação de cerca de 29,5 milhões de reais anuais.

37. Outro ponto importante a ser considerado é o aumento de investimentos na faixa de tensão de 88 a 138 kV. Neste caso, tinha-se uma média anual de investimentos entre 2002 e 2006 de cerca de 16 milhões de reais e se tem como planejado para o período de 2007 a 2011 aproximadamente 46 milhões de reais anuais, o que implica em uma variação de cerca de 30 milhões de reais anuais. O incremento é significativo a partir do ano de 2009 e segue assim até 2011, período em que a concessionária pretende realizar obras de conversão de linhas transmissão e subestações de 88kV para 138kV. Outra obra de grande vulto é a construção da linha de transmissão subterrânea em Santos, planejada para 2010.

38. Em relação à baixa tensão, de 2002 a 2006 a média anual de investimento foi de cerca de 35 milhões de reais vis-à-vis a projetada para 2007 a 2011, em torno de 47 milhões anuais, o que implicará no aumento da ordem de 12 milhões de reais anuais.

39. Entretanto, é importante considerar o impacto que o programa Luz para Todos (LPT) pode ter causado no montante de investimentos realizados. Para isso segue-se o montante desembolsado pela empresa no período de existência do programa, conforme a tabela 6.

Tabela 6 – Histórico dos investimentos do Programa LPT (R\$)				
	ANO	Luz para Todos (LPT) - BT	Luz para Todos (LPT) - MT	TOTAL
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2004	3.170,48	-	3.170,48
	2005	1.773.475,78	1.703.927,71	3.477.403,49
	2006	14.802,27	15.406,44	30.208,71

40. Os montantes previstos para o LPT não foram analisados, pois se tratam de recursos financeiros de aplicação compulsória, uma vez que a concessionária deve cumprir as metas de atendimento que foram estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 175, de 28 de novembro de 2005.

41. O LPT distorce os valores do histórico de investimentos declarado pela empresa e dificulta a inferência da projeção de investimento a partir dos valores históricos. Dessa forma, embora os valores investidos no Programa Luz Para Todos da CPFL-Piratininga sejam pouco significativos, é necessário expurgar tais valores da análise.

42. Tais investimentos foram trazidos a valor presente, num processo idêntico ao feito para os montantes investidos, tal como mostra a tabela 7.

	ANO	IGPM	IGPM acumulado	Luz para Todos (LPT) declarado BT	Luz para Todos (LPT) declarado MT	Luz para Todos (LPT) corrigido pelo IGP-M (BT)	Luz para Todos (LPT) corrigido pelo IGP-M (MT)
HISTÓRICO	2004	12,41%	18,13%	3.170,48	-	3.745,21	-
	2005	1,21%	5,09%	1.773.475,78	1.703.927,71	1.863.680,84	1.790.595,32
	2006	3,83%	3,83%	14.802,27	15.406,44	15.369,20	15.996,51

43. Com base nas tabelas 5 e 7 foram calculados os valores investidos pela CPFL-Piratininga, desconsiderando-se o LPT. Com os resultados desse cálculo é apresentada uma nova tabela comparativa, tabela 8, e o gráfico 3.

	ANO	Baixa Tensão sem o LPT	Média Tensão sem o LPT	Alta Tensão	Total
		(BT - LPT)	(MT - LPT)		
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2002	40.729.419,16	8.150.336,66	2.955.722,07	51.835.477,89
	2003	27.114.711,27	12.895.411,93	6.217.054,27	46.227.177,47
	2004	31.669.247,23	14.255.895,35	14.803.768,44	60.728.911,01
	2005	37.340.039,67	19.252.345,17	13.527.177,56	70.119.562,41
	2006	38.588.695,23	22.392.986,92	43.317.602,26	104.299.284,42
PLANEJAMENTO - PDD	2007	45.522.854,86	45.217.589,60	33.463.231,47	124.203.675,93
	2008	46.349.807,28	39.372.864,20	17.688.329,01	103.411.000,49
	2009	47.929.874,08	47.060.868,80	63.513.232,11	158.503.974,99
	2010	48.703.007,26	49.864.273,20	73.501.326,00	172.068.606,46
	2011	48.586.182,01	45.365.238,20	44.485.108,74	138.436.528,95

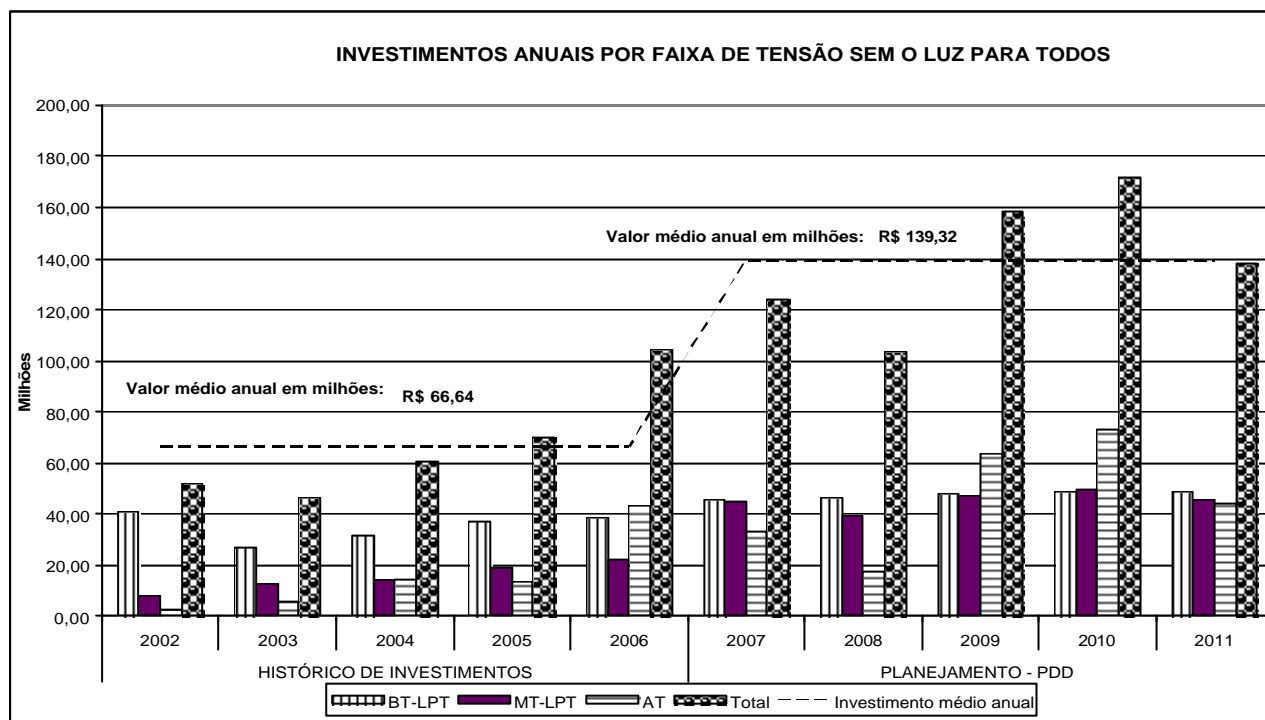


Gráfico 3 – Investimentos sem o LPT

44. O gráfico 3 mostra que mesmo descontando os valores do LPT a diferença entre o histórico de investimento e o planejado ainda é significativa. No caso específico da CPFL-Piratininga a distorção proporcionada pelo LPT é desprezível.

Avaliação do crescimento da carga

45. A análise comparativa entre o histórico e a projeção deve observar a coerência dos investimentos com o crescimento da demanda de cada faixa de tensão. A tabela 9 contém os valores históricos e projetados das demandas das redes, declarados pela CPFL-Piratininga.

	ANO	Baixa Tensão	De 2,3 a 25kV	De 88 a 138kV
HISTÓRICO DECLARADO	2002	737,4 MW	1233,5 MW	1770,1 MW
	2003	771,8 MW	1292,8 MW	1965,2 MW
	2004	742,1 MW	1254,8 MW	1899,0 MW
	2005	786,3 MW	1294,1 MW	1926,5 MW
	2006	794,8 MW	1335,9 MW	2014,5 MW
PDD – PLANEJAMENTO	2007	815,9 MW	1368,4 MW	2079,3 MW
	2008	834,8 MW	1406,0 MW	2154,1 MW
	2009	864,0 MW	1453,9 MW	2241,5 MW
	2010	888,1 MW	1488,6 MW	2303,2 MW
	2011	913,4 MW	1531,2 MW	2378,0 MW

46. Analisando as informações enviadas pela CPFL-Piratininga, pode-se verificar que a taxa de crescimento da demanda projetada para o próximo ciclo tarifário (de 2007 a 2011) para as redes de 2,3 a 25 kV é de 2,85% ao ano, acima da taxa calculada para os anos de 2002 a 2006, que foi de 2,01% ao ano. Tais valores podem ser percebidos a partir da tabela 9 e do gráfico 4.

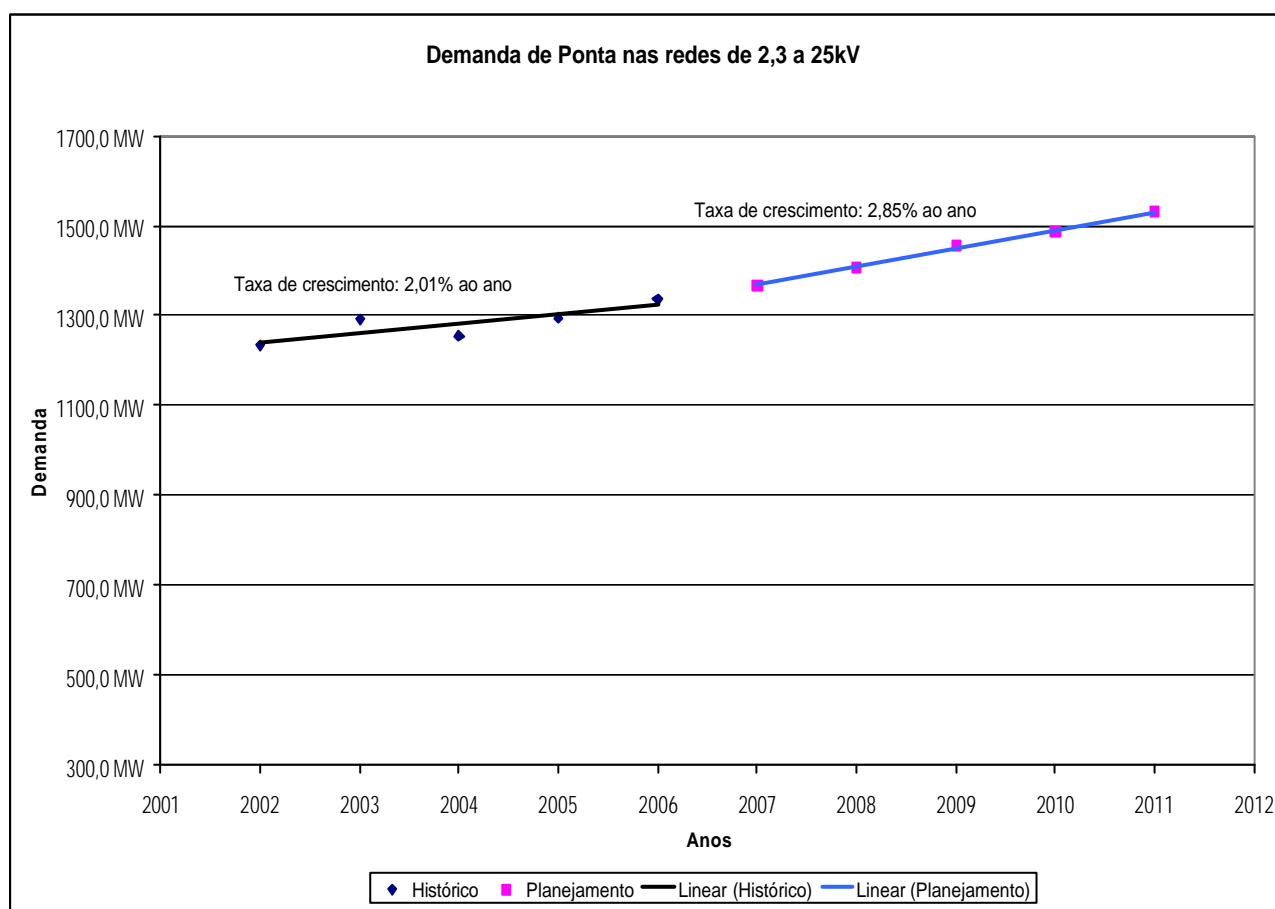


Gráfico 4 – Demanda de Ponta nas Redes de 2,3 a 25kV

47. Confrontando demanda versus investimento para as redes de 2,3 a 25kV e desconsiderando o LPT, observa-se um acréscimo de 42% na taxa de crescimento da demanda para um acréscimo de 195% no investimento médio anual, entre o histórico e o planejado.

48. Na baixa tensão (BT), a taxa de crescimento de 2002 a 2006 foi de 1,89% ao ano, e o planejado para o período de 2007-2011 é de 2,86% ao ano, conforme o gráfico 5.

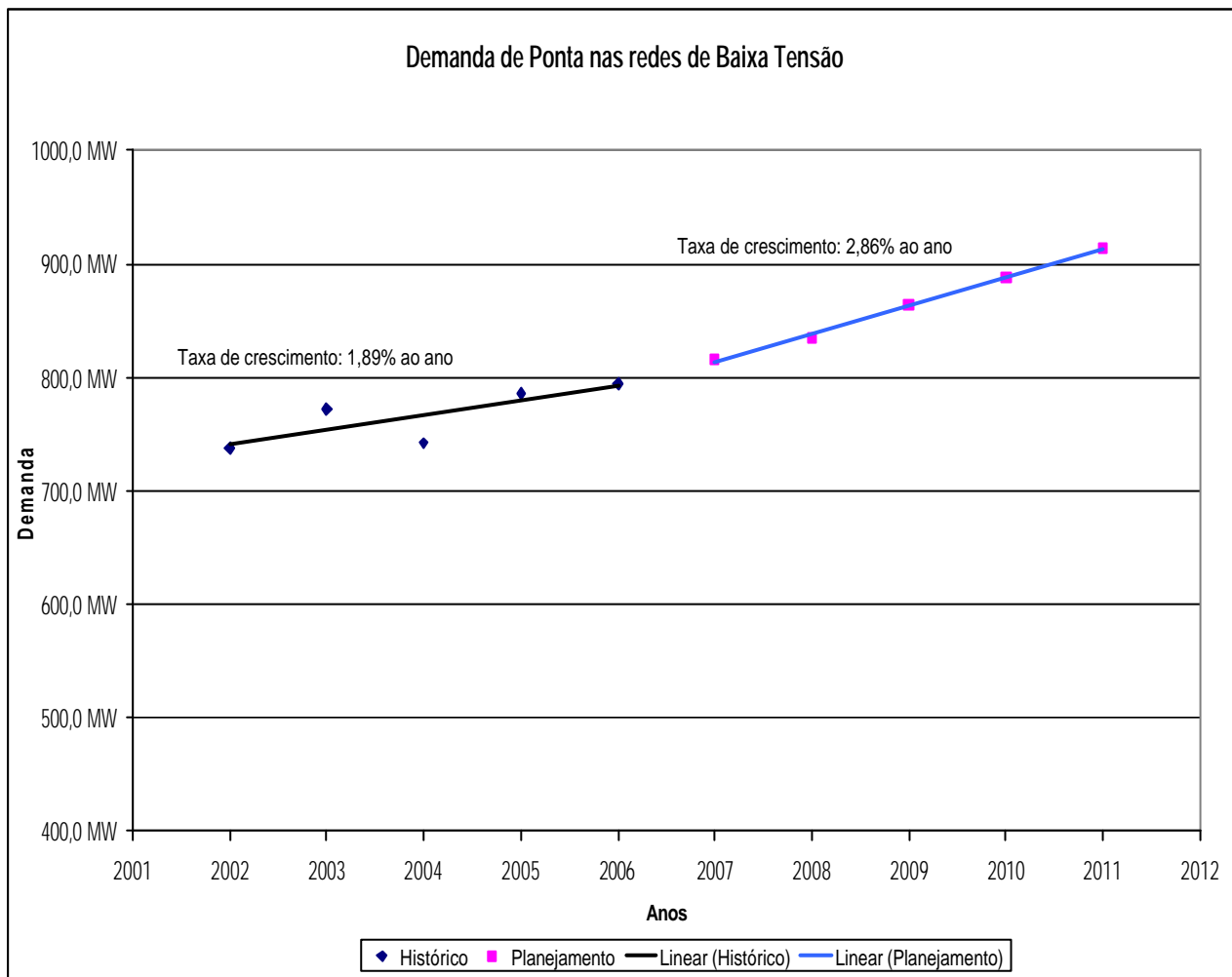


Gráfico 5 – Demanda de Ponta nas Redes de Baixa Tensão

49. Analisando a relação demanda versus investimento e desconsiderando o LPT tem-se um acréscimo de 51% na taxa de crescimento da demanda para um acréscimo de 35% no investimento médio anual, entre o histórico e o planejado.

50. Para as redes de 88 a 138 kV (gráfico 6), verifica-se que o plano de investimentos apresentado pela CPFL-Piratininga considera taxas de crescimento anuais da demanda de 3,29% e 3,41%, nos períodos de 2002 a 2006 e 2007 a 2011, respectivamente.

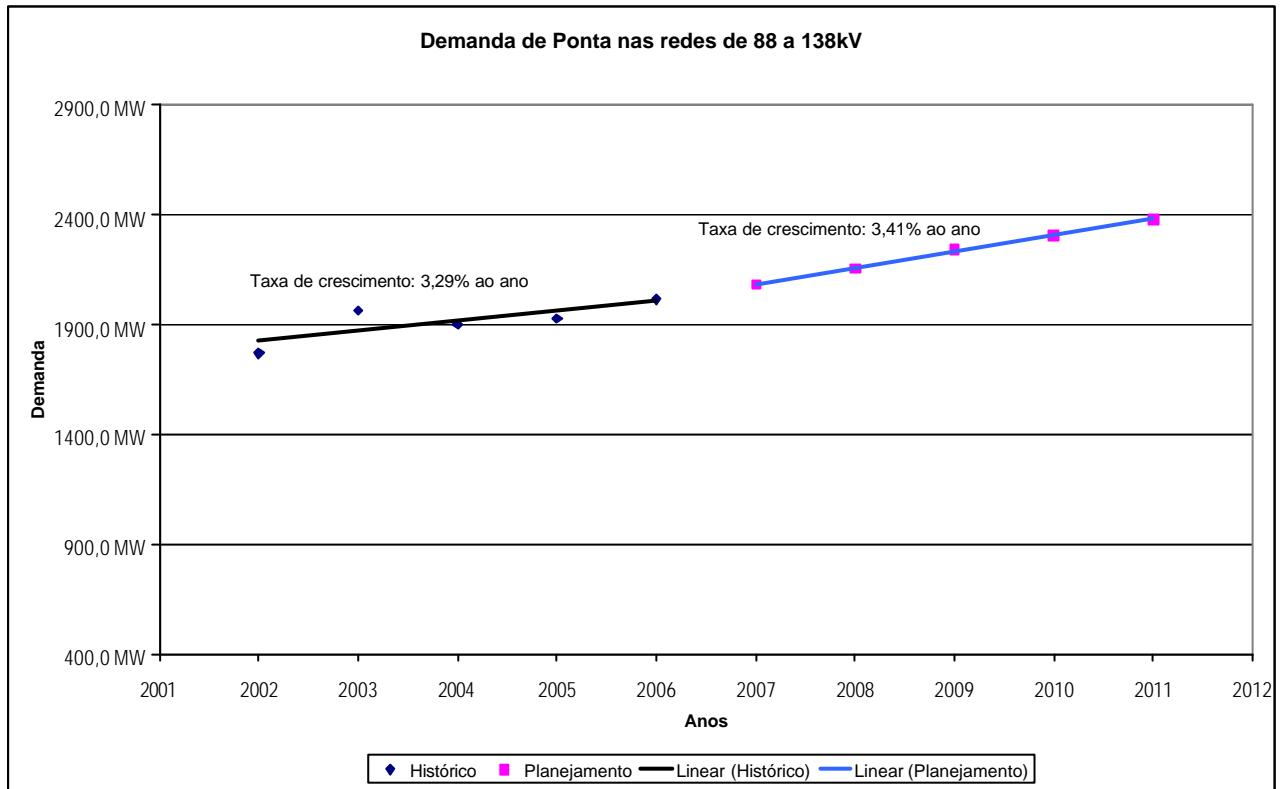


Gráfico 6 – Demanda de Ponta nas Redes de 88 a 138kV

51. A análise das informações para essa faixa de tensão mostra que o acréscimo da taxa de crescimento da demanda é de 4%, enquanto o investimento médio anual cresce 188%, entre o histórico e planejado. Dessa forma, o aumento no investimento médio planejado é elevado, dado o acréscimo da taxa de crescimento da demanda.

52. Assim, após a análise do histórico e das projeções de investimento e crescimento da demanda, destacam-se alguns pontos:

- Em áreas de concessão economicamente desenvolvidas os investimentos nas redes de baixa e média tensão tendem a guardar considerável correlação com o aumento da demanda.
- Esta correlação é semelhante para a baixa tensão quando o investimento médio planejado é 1,35 vezes maior do que o histórico, enquanto a taxa de crescimento da demanda projetada é aproximadamente 1,51 vezes maior que a histórica;
- Mas o mesmo não se observa para a média tensão, quando o investimento médio planejado é quase 3 vezes maior do que o histórico, enquanto que a taxa de crescimento da demanda projetada é aproximadamente 1,42 vezes maior que a histórica;
- Para as redes de alta tensão, pode-se admitir, conforme o caso, investimentos de maior monta, mesmo para um baixo aumento de demanda devido à pontualidade dos mesmos para esse nível de tensão;

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

- Tais investimentos acontecem no planejamento da expansão da CPFL-Piratininga, em especial a partir de 2009, por conta das obras de conversão de linhas e subestações de 88 kV para 138 kV nas regiões de Sorocaba e Jundiaí e da construção da nova linha subterrânea de 138 kV em Santos.

53. Salienta-se que as obras para alteração no nível de tensão de 88 kV para 138 kV e da construção da linha subterrânea de 138 kV de Santos foram consideradas no cálculo da projeção de crescimento, devido à justificativa técnica apresentada pela concessionária na CARTA Nº 108/RR/PIRATININGA, solicitada no Ofício nº 0146/2007-SRD/ANEEL. Naquela ocasião pediu-se que a CPFL-Piratininga apresentasse:

- a) Identificação de cada linha de transmissão e subestação associada às obras de conversão de tensão;
- b) A data em que cada linha de transmissão e subestação associada às obras de conversão de tensão entrou em operação;
- c) Justificativa embasada em estudos técnicos que provem a real necessidade de todas as obras mencionadas.

54. A partir dos estudos apresentados pela concessionária esta Superintendência analisou a necessidade e a facticidade das obras de conversão de tensão solicitadas. Assim, constatou-se que para que as obras de conversão de tensão da região de Sorocaba sejam realizadas é preciso que a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP realize a obra de ampliação da subestação Cabreúva em 2009, segundo o Relatório de RDEEP2007-0100 “Sistema de Transmissão da CPFL Piratininga – Estudo de Conversão de Instalações de 88 Kv para 138 Kv”, encaminhado pela CARTA Nº 108/RR/PIRATININGA.

55. O Operador Nacional do Sistema – ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE emitem respectivamente, o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e o Programa de Expansão da Transmissão – PET. Nestes documentos tais entidades expressam suas visões acerca dos empreendimentos em redes e subestações de transmissão considerados necessários para um determinado período. O Ministério de Minas e Energia – MME consolida estes dois documentos e envia a ANEEL para subsidiá-la no processo de autorização de tais empreendimentos. No último documento consolidado recebido pela ANEEL, denominado PAR/PET – Obras Consolidadas Período 2007 a 2009, não consta a previsão da ampliação da subestação Cabreúva. Desse modo, ainda que tais obras possam vir a ser incluídas nos próximos relatórios do PAR/PET, entendemos ser muito otimista a previsão de que as ampliações na subestação Cabreúva sejam realizadas no ano de 2009.

56. Nesse contexto de atraso no início das obras atribuídas a CTEEP, entendemos que as obras de conversão de tensão na região de Sorocaba a cargo da CPFL-Piratininga também não se realizarão no cronograma proposto pela concessionária. Dessa forma optamos por deslocar em um ano o momento em que serão consideradas a capitalização dos investimentos associados às obras de conversão de tensão na região de Sorocaba, dada a vinculação das mencionadas obras.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

57. O art. 13 da Lei nº 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”.

58. O § 2º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, prevê que os contratos de concessão devem conter mecanismos de revisão das tarifas, a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro.

59. Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelecem que a ANEEL no processo de revisão das tarifas determinará os valores do Fator X, que deverá ser subtraído ou acrescido da variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) nos reajustes tarifários anuais subsequentes.

60. A regulamentação proposta é competência da ANEEL conforme estabelece o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de julho de 2004, e o inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

V - DA CONCLUSÃO

61. Na análise do montante de investimentos anuais a serem considerados por faixa de tensão para o período de 2007 a 2011 da CPFL-Piratinga, foram adotadas as seguintes premissas:

- Os investimentos planejados devem guardar coerência com o crescimento de carga, principalmente para a baixa e média tensão;
- A integridade dos investimentos na alta tensão foi reconhecida devido à justificativa técnica apresentada pela concessionária para realização das obras de conversão de tensão. Porém os valores de investimentos das obras relativas à conversão de tensão de linhas e subestações da região de Sorocaba foram deslocadas um ano a frente, devido ao provável atraso no cronograma proposto pela concessionária;
- O crescimento da carga (demanda máxima) em cada nível de tensão deve ser coerente com o crescimento do sistema de distribuição, e com os valores históricos de investimentos e demandas máximas verificadas;
- Na análise do planejamento não foram avaliados os custos das obras informadas pela distribuidora;
- Os investimentos devem ser segregados por faixa de tensão;

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

- Os investimentos no Programa LPT não foram incluídos no montante de investimentos realizados para que fosse feita a correta comparação entre os investimentos planejados e os declarados no histórico.
- Para permitir a comparação, os valores históricos foram corrigidos pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas.

62. Assim, sugere-se que os valores a serem reconhecidos no cálculo da projeção de investimentos da CPFL-Piratininga sejam os constantes da tabela 10, calculada a partir da tabela 8. Ela apresenta os valores de investimentos a serem reconhecidos na expansão do sistema da empresa, separados em baixa (BT), média (MT, que corresponde a faixa de 2,3 a 25kV) e alta tensão (AT, que corresponde a faixa de 88 a 138kV). A alta tensão foi ainda segregada pelo tipo de obra (linha (LT) e subestação (SE)). Destaca-se que os valores a serem reconhecidos para MT correspondem ao investimento anual médio histórico corrigido acrescido em 35%, que equivale ao acréscimo de investimento em BT entre o histórico e o projetado. Esse fator foi utilizado em virtude da correlação que deve existir entre as taxas de crescimento das redes de baixa e média tensão em áreas economicamente desenvolvidas e amplamente eletrificadas, como é o caso da área de concessão da CPFL-Piratininga. Vale notar que tal afirmação é corroborada pela observação das taxas médias anuais de crescimento de demanda projetadas para as redes de baixa e média tensão da concessionária, que foram estimadas pela concessionária em 2,86% e 2,85%, respectivamente.

Tabela 10 – Valores a serem considerados na projeção de crescimento das redes da CPFL-Piratininga no período de 2007 a 2011					
VALORES A SEREM CONSIDERADOS [R\$]					
SEGMENTO	2007	2008	2009	2010	2011
BT	45.522.854,86	46.349.807,28	47.929.874,08	48.703.007,26	48.586.182,01
Total BT (1)	45.522.854,86	46.349.807,28	47.929.874,08	48.703.007,26	48.586.182,01
MT	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30
Total MT (2)	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30	20.797.163,30
AT-LT	11.916.126,72	8.178.013,01	9.677.348,09	32.009.108,09	20.243.083,99
AT-SE	21.547.104,75	9.510.316,00	28.885.848,02	46.483.253,91	44.201.024,75
Total AT (3)	33.463.231,47	17.688.329,01	38.563.196,11	78.492.362,00	64.444.108,74
Total de Investimentos próprios (1)+(2)+(3)	99.783.249,63	84.835.299,59	107.290.233,49	147.992.532,56	133.827.454,05

Fl. 16 da Nota Técnica nº 0063/2007–SRD/ANEEL, de 24/08/2007

VI - DA RECOMENDAÇÃO

63. Que seja apresentado à Superintendência de Regulação Econômica - SRE os valores da análise do investimento da CPFL-Piratininga, para subsidiar o cálculo do componente Xe do Fator X no processo de revisão tarifária da distribuidora.

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
SRD

RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES
SRD

De acordo:

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

ANEXO V

**Nota Técnica nº 060/2007-SRD/ANEEL
Anexo da Nota Técnica nº 279/2007-SRE/ANEEL
Brasília, 18 de outubro de 2007**

ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS

Nota Técnica nº 0060/2007-SRD/ANEEL

Em 20 de agosto de 2007.

Processo nº: 48500.000550/2007-82

Assunto: Determinação do montante de perdas técnicas da CPFL Companhia Piratininga de Força e Luz.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a avaliação das perdas técnicas na rede de distribuição da CPFL Piratininga, para subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão.

II. DOS FATOS

2. Em 2007 tem-se o início do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, sendo a CPFL Piratininga uma das empresas que terá a sua revisão neste ano. Para a definição da tarifa, deve-se conhecer os montantes de perdas de energia da concessionária.

3. Desde 2003, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD – tem envidado esforços para amadurecimento de um procedimento para o tratamento regulatório das perdas técnicas. Em 2005, com o apoio da Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo – CSPE, pelo convênio celebrado no Plano de Atividades e Metas – PAM – de 2005, foram realizados estudos para definição de metodologia a ser utilizada na regulamentação dos critérios e procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como para o estabelecimento dos indicadores de avaliação das perdas nos segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição. Nesse trabalho, por meio do citado convênio, a SRD contou ainda com o apoio do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ – da Universidade de São Paulo – USP.

4. Consolidada a metodologia, foi promovido um debate com os agentes, oportunidade em que foram apresentados projetos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D – sobre o tema. Foi realizado ainda um levantamento das metodologias utilizadas pelas distribuidoras de energia para o cálculo das perdas técnicas, de modo a subsidiar possíveis aprimoramentos na metodologia.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

5. Inicialmente, os esforços foram direcionados para a edição de uma resolução específica. Contudo, uma vez que se encontram em fase de elaboração os Procedimentos de Distribuição – PRODIST, optou-se pela criação de um módulo sobre perdas técnicas: o Módulo 7 – Perdas Técnicas Regulatórias. Os Procedimentos de Distribuição são documentos regulatórios na forma de regulamentações, normatizações e padronizações, que têm como objetivo disciplinar todos os aspectos técnicos relativos ao planejamento de expansão e à operação das redes de distribuição, bem como à conexão de usuários e também aos requisitos técnicos da interface com a Rede Básica, complementando, de forma harmônica, os Procedimentos de Rede dos Sistemas de Transmissão.

6. A metodologia encontra-se divulgada no endereço eletrônico da ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>, no caminho: Informações Técnicas >> Distribuição de Energia Elétrica >> Perdas Técnicas na Distribuição, através da Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL. A última versão do Módulo 7 do PRODIST também está disponível no endereço eletrônico da ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>, no caminho: Informações Técnicas >> Distribuição de Energia Elétrica >> Procedimentos de Distribuição.

III. DA ANÁLISE

III.1. – Metodologia

7. A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição é muito complexa, fundamentalmente pela quantidade de elementos que constituem cada segmento que compõe o sistema e, conseqüentemente, pelo número de parâmetros necessários para sua caracterização segmentada. Ademais, outra dificuldade está no comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão, características intrínsecas à atividade de distribuição de energia elétrica.

8. Na prática, as perdas técnicas dos sistemas de distribuição não podem ser medidas diretamente, portanto sua quantificação não é trivial. Uma metodologia consistente deve pressupor o uso de variadas técnicas, que interajam entre si, para se obter um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o da regulação econômica.

9. Assim, a metodologia adotada emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizem modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas. A metodologia prima pela sinergia das diversas técnicas, considerando as particularidades construtivas e operativas de cada nível de tensão de distribuição, bem como as características técnicas de cada segmento do sistema em estudo.

10. Com a experiência das distribuidoras no primeiro ciclo de revisões tarifárias para a apuração da base de remuneração de ativos, tem-se um grande salto tecnológico, com investimentos em sistemas de georeferenciamento que permitem extrair informações precisas da rede de distribuição, tanto físicas (tipos, comprimentos e bitola de condutores) quanto de carregamento e de distribuição de carga ao longo de alimentadores. Essa etapa é fundamental para o aperfeiçoamento e maior aderência possível do processo de apuração das perdas técnicas das distribuidoras pelo órgão regulador.

III.II. – Dados fornecidos

11. Pressupõe-se que, para a correta aplicação da metodologia adotada pela ANEEL para todas as distribuidoras, as entradas de dados sejam confiáveis. A qualidade das informações ou a ausência de informações, fato ainda mais grave, podem trazer imperfeições e erros ao modelo adotado.

12. De modo geral, as informações solicitadas pela distribuidora podem ser consideradas nos seguintes aspectos:

- Balanço de Energia: Dados de energia fornecida e injetada na rede. A distribuidora poderá obter tais informações das medições de fronteira / suprimento, e do sistema de faturamento de seus consumidores, bem como de medições de controle e operação de sistemas;
- Fatores típicos de carga, perdas e potência. São dados inerentes do sistema da distribuidora, utilizados para o planejamento e operação das redes, bem como a campanha de medições realizada no primeiro ciclo de revisão tarifária permite a apuração de tais fatores;
- Quantidade de unidades consumidoras. Dado que pode ser obtido do sistema de faturamento da distribuidora;
- Dados típicos de ramais. Condutor e comprimento típico padrão adotado pela distribuidora;
- Fluxo de carga das redes de alta tensão. Devido às particularidades destes sistemas, foi solicitado o fluxo de carga, sistema utilizado para operação e planejamento, juntamente com os diagramas elétricos das redes e barras consideradas.
- Dados físicos das redes. De maneira agregada ou particularizada, obedecendo as diretrizes da orientação fornecida no ofício encaminhado à distribuidora. Trata-se do fornecimento do quantitativo, das características e dos dados de carregamento das redes.

III.III. – Dos procedimentos de cálculo

13. A seguir, trata-se do cálculo propriamente dito, iniciando os comentários sobre as hipóteses básicas adotadas na construção do modelo assim como as premissas de cálculo. As considerações gerais são tratadas na subseção III.IV.

14. No intuito de exprimir os resultados de maneira a que seja percebido imediatamente o mérito dos mesmos em termos da performance da empresa, assim como para possibilitar a comparação entre diversas distribuidoras, são definidos indicadores percentuais de perdas para rede, transformação, perdas globais e técnicas.

15. A seção III.V mostra os resultados mais relevantes da aplicação desta metodologia no sistema da CPFL Piratininga, incluindo a performance dos segmentos de rede e grupos de transformação da empresa, tanto em termos das perdas efetivas ou perdas fio. São apresentados também os indicadores de perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

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

- 1) O primeiro estágio discrimina o sistema nos subsistemas rede e transformação;
- 2) Cada um dos subsistemas é por sua vez dividido segundo os níveis de tensão dos grupos A1, A2, A3, A3a, A4, B;
- 3) A rede é separada em segmentos, cada um destes associados a um nível de tensão;
- 4) A transformação é dividida em grupos que são associados conforme a relação de transformação (AT/MT e MT/B).
- 5) Finalmente, em cada segmento da rede são identificados vários conjuntos de sub-redes e em cada grupo de transformação, os conjuntos de transformadores. Os conjuntos são escolhidos de modo que as sub-redes ou transformadores integrantes tenham um comportamento semelhante em relação às perdas elétricas e à vinculação entre as perdas máximas e a energia anual perdida.

17. Os cálculos foram realizados com base nas informações prestadas pela distribuidora:

a) Redes A1, A2 e A3

- As perdas técnicas nas redes de distribuição nos níveis de tensão correspondente aos subgrupos A1, A2 e A3 foram avaliadas a partir dos valores declarados pela distribuidora, corrigidas para o fluxo de energia passante regular.

b) Redes A3a, A4 e BT

- A temperatura de operação dos condutores elétricos adotada nos cálculos foi de 55°C;
- As redes de distribuição em média tensão (A3a e A4) foram adequadas a um modelo baseado no algoritmo "árvore cronológica de comprimento mínimo", cuja tipologia é considerada dentro de uma área limitada a um setor circular. Para o modelamento da distribuição espacial da carga foi considerado um fator de densidade de carga s em relação à distância da subestação r , de acordo com a expressão $d = d.r^s$. O fator de densidade s foi avaliado, rede a rede, a partir da distância equivalente de carga e do comprimento total da rede;
- A avaliação das perdas nas redes em média tensão não incorporou o efeito de desequilíbrio de correntes nas fases. Para a avaliação das perdas nas redes em baixa tensão foi considerado o efeito de desequilíbrio de correntes de fase, assimetria topológica da rede, coincidência na ponta e distribuição assimétrica das cargas com relação ao transformador;

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

- As redes de distribuição em baixa tensão que atendem às unidades consumidoras do grupo B foram agrupadas em tipologias, conforme dados fornecidos pela distribuidora. Para as redes trifásicas, a avaliação das perdas considerou uma distribuição uniforme de carga ao longo dos condutores e modelo de carga de corrente constante com relação à tensão;

c) Transformadores

- As perdas nos transformadores foram calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas em vazio e perdas totais. As perdas totais de potência foram calculadas a partir do valor declarado do fator de utilização.

d) Ramais e Medidores

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

e) Fatores de Carga e de Perdas – Balanço energético

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

III. IV. – Demais considerações adotadas

18. No cálculo das perdas nos segmentos de rede A3a e A4 as demandas máximas informadas pela CPFL Piratininga para cada alimentador foram utilizadas para calcular a corrente circulando nos condutores do circuito.

19. Foi considerado o valor de referência 0,92 para o fator de potência.

III. V. – Dos resultados

20. Apresentamos a seguir as Tabelas 1 e 2 e as Figuras 1 e 2 com os dados das perdas técnicas da CPFL Piratininga para o ano de 2006.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

Descrição	Montantes (MWh/ano)	Sobre Energia Injetada (%)
Energia Total Injetada	15.038.764,88	100,0000%
Energia Total Mercado	13.926.914,02	92,6068%
Perdas Totais	1.111.850,85	7,3932%
Perdas Técnicas	843.180,59	5,6067%
Perdas não-Técnicas	268.670,26	1,7865%

Tabela 1 - Montantes de perdas da CPFL Piratininga para o ano de 2006.

	Energia injetada	Perdas		
		Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
Rede A1	1.609.359,49	315,00	0,0196%	0,0021%
Rede A2	13.044.682,88	318.738,00	2,4434%	2,1194%
Rede A4	8.279.033,36	248.705,61	3,0040%	1,6538%
Rede B	4.074.618,64	79.384,73	1,9483%	0,5279%
Ramais e Medidores	3.695.718,00	30.845,65	0,8346%	0,2051%
Trafos A2/A4	8.044.531,33	44.457,17	0,5526%	0,2956%
Trafos A4/B	4.195.353,07	120.734,43	2,8778%	0,8028%
TOTAL				5,6067%

Tabela 2 - Perdas da CPFL Piratininga por segmento de rede e transformação.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

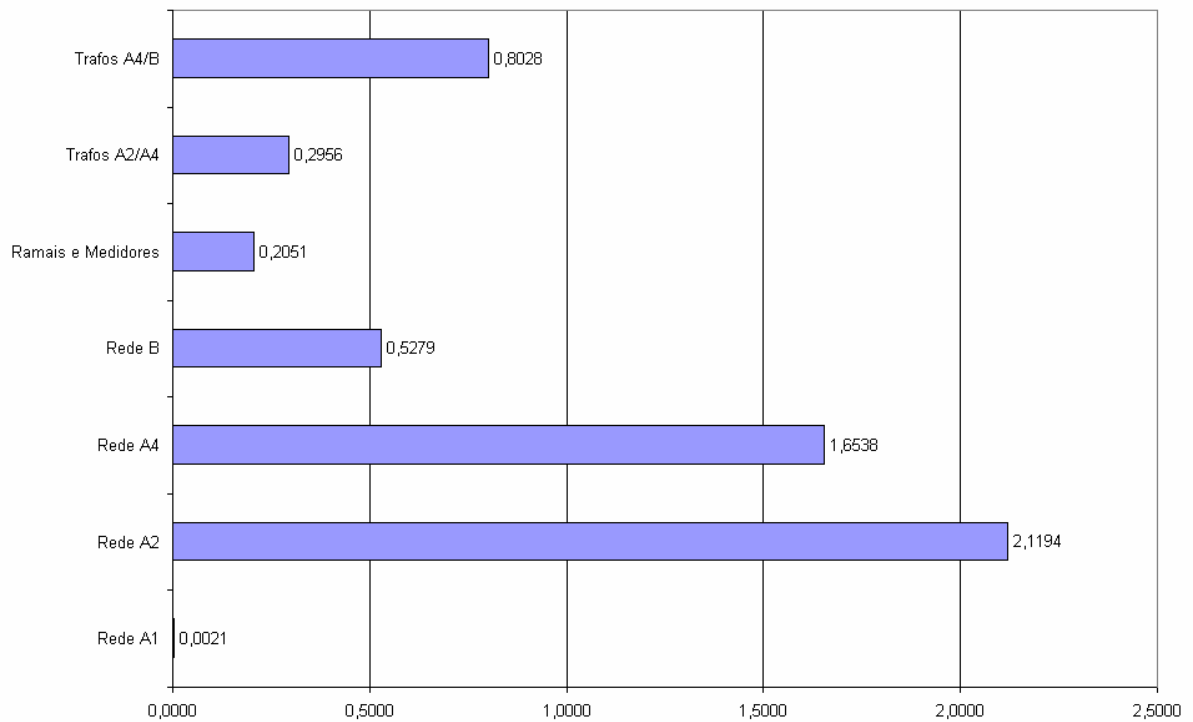


Figura 1- Percentual de perdas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

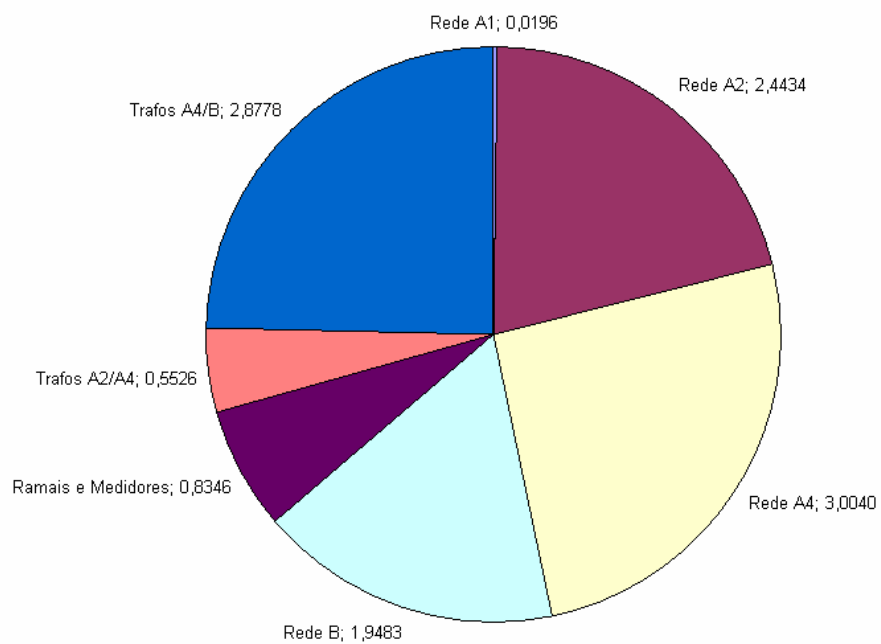


Figura 2 - Percentual de perdas por segmento e transformação em relação à energia injetada no nível.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

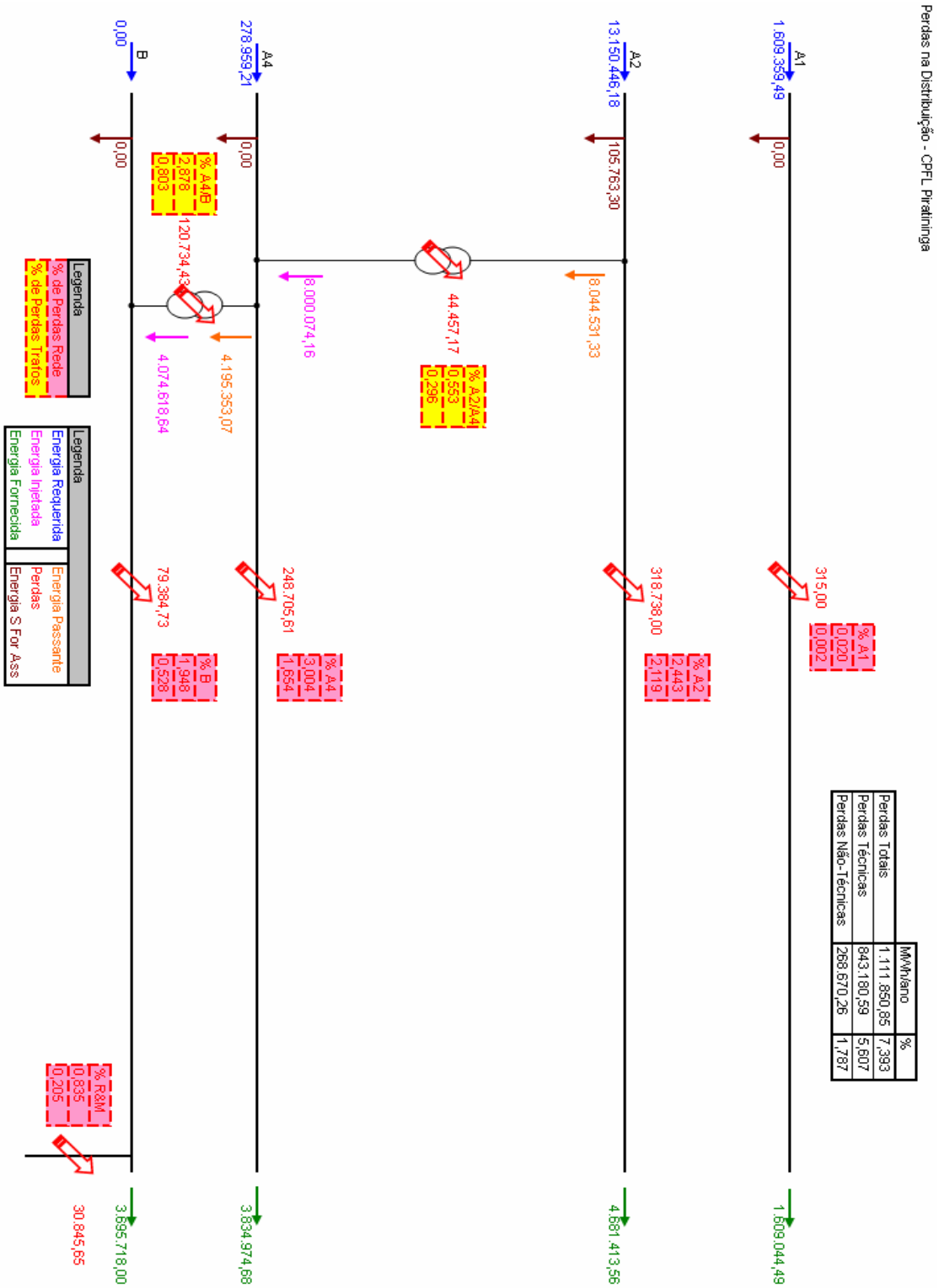


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da CPFL Piratininga.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

21. 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”.

22. 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.

23. 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)

24. 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)

25. 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.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0060/2007–SRD/ANEEL, de 20/08/2007

V. DA CONCLUSÃO

26. O cálculo considerou a metodologia adotada pela ANEEL e possibilitou 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

27. Que a SRE, face aos valores apresentados analise a melhor forma de considerar estas informações no processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga.

RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Especialistas em Regulação – SRD

De acordo:

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