

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE
PROGRAMA DE ESPECIALIZAÇÃO EM CONTABILIDADE E FINANÇAS

LEANDRO DELVAN DOMAREDZKY

**A IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE
ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO ESTRATÉGICO NA BASE DE REMUNERAÇÃO
REGULATÓRIA PARA FINS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA**

CURITIBA

2012

LEANDRO DELVAN DOMAREDZKY

A IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO ESTRATÉGICO NA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial para obtenção do grau de especialista no Programa de Especialização em Contabilidade e Finanças, realizado pela Universidade Federal do Paraná (UFPR)

Orientadora: Profa. Dra. Simone Bernardes Voese

CURITIBA

2012

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
PARECER FINAL

NOME DO (A) ALUNO (A): LEANDRO DELVAN DOMAREZKY

TÍTULO DO TRABALHO: A IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO ESTRATÉGICO NA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

NOME DO PROFESSOR ORIENTADOR: SIMONE BERNARDES VOESE

PARECER DO PROFESSOR ORIENTADOR:

A MONOGRAFIA FAZ UMA ANÁLISE DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE REVISÃO TARIFÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA, SENDO UM TEMA NOVO COM POUCAS PESQUISAS. ASSIM, PELA INOVAÇÃO E COMO ATENDE OS CRITÉRIOS SOU PELA APROVAÇÃO.

NOTA: 80 (OITO)

) ASSINATURA:



NOME DO PROFESSOR DESIGNADO:

Moisés Prate Silveira

Prof. Dr. Simone Bernardes Voese
Departamento de Contabilidade

NOTA: 80 (oito)

) ASSINATURA:



CONCEITO FINAL: _____ ()

COORDENADOR DO CURSO:

ASSINATURA: _____

DATA: ____/____/____

AGRADECIMENTOS

Em especial agradeço aos meus pais Renato e Sandra e avós Teodoro e Zeli, Carlos e Marilda que sempre enfatizaram a importância e me apoiaram na busca por mais conhecimento.

Agradeço também a minha esposa que por diversas vezes abdicou de nosso tempo juntos para me permitir a dedicação às responsabilidades acadêmicas. Agradeço também aos meus colegas de trabalho que contribuíram com conhecimentos e opiniões construtivas para o aprimoramento deste trabalho.

Deixo também um agradecimento especial à Professora Simone Voese que com paciência ajudou a escrever e montar todas as etapas deste trabalho.

RESUMO

Do ponto de vista econômico atualmente as empresa de geração e transmissão de energia elétrica possuem tarifas fixas e definidas pelo órgão regulador quando da assinatura do contrato de concessão. Por outro lado, as empresas de distribuição de energia tem sua tarifa também definida pelo órgão regulador nacional, no entanto esta é definida com base no volume de investimentos prudentes e vinculados à Concessão somados aos custos não gerenciáveis inerentes ao negócio, como compra de energia, encargos setoriais e impostos.

Esta análise é feita de forma detalhada pelo órgão regulador nacional – a ANEEL - quando do processo de Revisão Tarifária Periódica a cada período trienal, quadrienal e quinzenal dependendo do que estabelece o contrato de concessão da empresa. Nesta ocasião a ANEEL homologa os “Custos Gerenciáveis” (ou “Parcela B”) aplicáveis às distribuidoras de energia por meio das fiscalizações de AIS e da Base de Remuneração Regulatória, realizadas pela ANEEL a cada período de revisão tarifária periódica.

Como os custos gerenciáveis e a forma de aplicação do capital variam de empresa para empresa é natural o risco de a metodologia usada pela empresa não ser a mais apropriada para o reconhecimento destes valores. Por isso, faz-se necessário a implementação de uma metodologia de gestão padrão destes investimentos a fim de proporcionar o correto reconhecimento destes quando da homologação da revisão tarifária que reconhecerá efetivamente estes investimentos e dará à concessionária a oportunidade de garantir o retorno adequado de seus investimentos. Sendo assim, é proposto que cada distribuidora tenha ferramentas de gestão sobre seus custos e sobre seus investimentos, de forma a otimizar seu fluxo de caixa e programar seus investimentos de forma prudente visto que a classificação como “não prudente” faz com que os valores investidos não sejam reconhecidos.

Palavras-Chave: Revisão Tarifária; Base de Remuneração; Reajuste Tarifário; Equilíbrio Econômico-Financeiro.

ABSTRACT

From an economic standpoint, power generation and transmission companies have fixed tariffs that are defined by the regulator when signing the concession contract. On the other hand, the power distribution companies also have its tariff set by the national regulator, however, the tariff is defined based on the volume of prudent investments added to the non-manageable costs inherent to the business, such as buying energy sector charges and taxes.

This analysis is done in detail by the national regulator - ANEEL – during the Periodic Tariff Review process every three, four or five-year period depending on what was established in the company's concession contract. On this occasion the national regulator (ANEEL) approves the "Manageable Costs" (or "Parcel B") applicable to electricity distributors through specific audits of the company's Fixed Assets Base, carried out each periodic tariff review period.

As manageable costs and ways of applying financial capital vary from company to company the risk of the methodology used by the company not being the most appropriate for the recognition of these values is natural. Therefore, it is necessary to implement a standard methodology for managing these costs and investments aiming to providing the correct recognition of these when audited during the tariff revisions so that the company has the opportunity to ensure adequate returns on its investments. It is therefore proposed that each power distribution company has management tools on their costs and on their investments in order to optimize cash flow and plan their investments prudently for the classification as "not prudent" means that the amounts dispended will not be recognized.

Key-words: Tariff Revision; Remuneration Base, Tariff Adjustment, Financial and Economic Balance.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	6
1.1 Contextualização	6
1.2 Questão de Pesquisa.....	7
1.3 Objetivo Geral.....	8
1.4 Objetivos Específicos.....	8
1.5 Justificativa	8
1.6 Estrutura da Monografia	9
2. REFERENCIAL TEÓRICO	11
2.1 O Setor Elétrico Brasileiro – Visão Geral	11
2.2 O Setor Elétrico Brasileiro – Distribuição	14
2.3 O Regulador: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	19
2.4 Consumo de Energia no Brasil	20
2.5 Tarifa de Energia Elétrica	21
2.5.1 Estrutura Tarifária.....	25
2.5.2 Composição da Tarifa	27
2.5.3 Custos Não-Gerenciáveis - Parcela A.....	28
2.5.4 Custos Gerenciáveis - Parcela B.....	31
2.6 Mecanismos de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica....	31
2.7 Revisão Tarifária Periódica – Visão Específica	33
3. METODOLOGIA	39
4. ESTUDOS DE CASO	40
4.1 Contextualização	40
4.2 Estudo de Caso Empresa A.....	41
4.3 Estudo de Caso Empresas B e C	48
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Energia é um insumo fundamental para o funcionamento de qualquer sociedade. Analisar o desempenho do setor em que está inserido é crucial para visualizar as oportunidades e os obstáculos que se apresentarão ao conjunto das atividades econômicas do futuro. Trata-se, sem dúvida, de um mercado repleto de oportunidades, mas a oferta de energia competitiva e sustentável é um requisito para o crescimento de qualidade. (Ernst & Young, 2008)

O artigo 21, Capítulo II da Constituição Federativo do Brasil de 1988 estabelece que “compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”.

No Brasil, esta competência é repassada sob forma de concessão segundo o estabelecido na Lei Nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995 que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. O artigo 6º da referida Lei estabelece que “Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido na Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato”. No parágrafo primeiro do mesmo artigo vê-se que serviço adequado “é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade de tarifas”.

Os valores que cobrem os custos de geração, transporte de energia elétrica e distribuição para as unidades consumidoras são cobrados por meio de tarifas que são fixadas e acompanhadas pela Agência Reguladora Nacional - a ANEEL. Além de fixar a tarifa a agência reguladora é responsável por zelar pelo interesse público da sociedade ao acompanhar a qualidade do serviço fornecido e promover a modicidade tarifária sem esquecer-se da necessidade do equilíbrio econômico-financeiro das empresas que prestam os serviços de energia e que investem neste setor tão importante.

As empresas distribuidoras de energia são os últimos componentes da cadeia de fornecimento e por isso os consumidores pagam tarifas às distribuidoras para a prestação do serviço de fornecimento de energia. Diferente das geradoras e das transmissoras de energia, que tem tarifas fixas, esta tem a composição da sua tarifa estabelecida no contrato de concessão assinado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica. No contrato podem ser encontradas as fórmulas dos reajustes anuais, e o retorno econômico-financeiro é avaliado em revisões tarifárias periódicas com base no volume de investimentos prudentes (por “investimento prudente” entende-se o conjunto de equipamentos necessários para atingir o padrão de qualidade desejável) e vinculados à Concessão.

Desta forma, a gestão dos investimentos em ativos fixos por parte das concessionárias de distribuição é muito importante e essencial e é realizada por meio de atividades e práticas rotineiras executadas por equipes designadas, visto que a classificação como “não prudente” por parte da Agência Reguladora, exclui estes ativos da Base de Remuneração de Ativos Fixos aprovada quando do processo de Revisão Tarifária fazendo com que a empresa distribuidora de energia não remunerada por estes investimentos via tarifa de fornecimento, prejudicando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e colocando em risco a qualidade de fornecimento de energia para a sociedade.

Sendo assim, os conceitos abordados neste trabalho e a aplicação da teoria conforme estudos de caso que serão parte do trabalho visam proporcionar à empresa, meios para maximizar valor e alcançar seus objetivos estratégicos.

1.2 Questão de Pesquisa

A gestão de investimentos em distribuidoras de energia elétrica com foco estratégico na Base de Remuneração Regulatória pode ser uma alternativa para maximizar o retorno quando da Revisão Tarifária Periódica?

1.3 Objetivo Geral

Apresentar a gestão de investimentos em distribuidoras de energia elétrica com foco estratégico na Base de Remuneração Regulatória como uma alternativa para maximizar o retorno quando da Revisão Tarifária Periódica.

1.4 Objetivos Específicos

A fim de chegar ao objetivo geral proposto faz-se necessário especificar as etapas e análises que serão propostas neste trabalho conforme listados abaixo:

- i) Caracterizar o Setor Elétrico Brasileiro;
- ii) Detalhar a formação da tarifa de energia elétrica;
- iii) Detalhar os métodos vigentes de reajuste e revisão de tarifas para distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro;
- iv) Detalhar a Base de Remuneração Regulatória - BRR;
- v) Apresentar o que é resultado justo da Base de Remuneração Regulatória - BRR;
- vi) Apresentar a problemática com base em casos reais.

1.5 Justificativa

No âmbito corporativo, este trabalho tem como intuito fornecer uma visão de gestão para acompanhamento dos custos e investimentos em ativos fixos realizados pelas empresas de distribuição de energia elétrica, bem como também, a forma de apresentação destes às áreas estratégicas das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil que participam ativamente no processo de revisão tarifária periódica e são responsáveis por monitorar o nível de investimentos das empresas quando da aprovação destes valores na Base de Remuneração Regulatória – BRR para que sejam reconhecidos quando da Revisão Tarifária Periódica.

Do ponto de vista social, a contribuição almejada por este trabalho é o de atender ao interesse público de recebimento de serviço público de fornecimento de energia de

qualidade e com preço acessível. Tal condição, conforme brevemente abordado, somente é atingido com a certeza de que as empresas inseridas no setor elétrico receberão o retorno dos investimentos realizados para tal fim fomentando assim um ciclo ininterrupto de investimento constante e inteligente com o intuito de melhoria da rede e posterior reconhecimento regulatório dos investimentos feitos de forma prudente e razoável.

Acredita-se que este trabalho possa também agregar valor no meio acadêmico ao tornar-se uma fonte rica em informações detalhadas relativas a um tema bastante específico e de importância muito relevante para o país.

1.6 Estrutura da Monografia

Para melhor guiar o interessado, cada capítulo deste trabalho terá como objetivo explorar e expor os detalhes inerentes ao processo de revisão tarifária periódica até a proposta de estudo de caso conforme será visto no capítulo 4 (quatro).

O capítulo 1 (um) contextualiza o problema e discorre sobre a importância de estudar o tema proposto. Ainda, neste capítulo o leitor pode entender porque o tema estudado é um problema e o impacto que este problema gera para a sociedade, empresas e demais envolvidos. Ainda, este capítulo mostra as consequências e resultados que podem ser atingidos e percebidos por entidade com a correta aplicação do conceito proposto.

No capítulo 2 (dois), o leitor terá a oportunidade de entender de forma simples e detalhada o setor elétrico nacional e suas vertentes, a formação da tarifa paga pelos consumidores de energia elétrica e quais parcelas compõem o cálculo desta tarifa.

No capítulo 3 (três), aborda-se a natureza da metodologia aplicada aos estudos de caso, classificando os procedimentos executados e delineando as técnicas de coleta e análise dos dados.

O capítulo 4 (quatro) apresenta os resultados obtidos frente aos estudos de caso conforme proposto no capítulo 3 (três). Neste capítulo, o leitor tem a oportunidade de reconhecer de forma prática os conceitos apresentados no capítulo 2 (dois)

compreendendo assim os resultados que podem ser atingidos com a correta aplicação dos conceitos teóricos.

No capítulo 5 (cinco) são apresentadas as considerações finais e os resultados almejados.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro – Visão Geral

A importância da energia elétrica é amplamente conhecido e cada vez mais evidente. A influência que esta tem na vida do ser humano e na história do desenvolvimento é notável. No entanto, apesar de atualmente ser um bem essencial à sociedade, a energia elétrica tem sua importância pouco divulgada, principalmente em relação aos fatos históricos e aos interesses e influências políticas e econômicas que levaram o setor elétrico brasileiro à sua atual configuração. (GOMES; VIEIRA, 2009)

Uma característica interessante do mercado de energia elétrica, é que de todos os segmentos de utilidades (energia elétrica, saneamento e esgoto, gás), energia elétrica é atualmente o serviço mais acessível a todos. Nota-se que o serviço só não possui maior penetração demográfica primeiramente por conta de dificuldades de localização diante da enorme diferença geográfica entre as cinco regiões do país e em segundo lugar, por conta de dificuldades econômicas que podem surgir por conta da necessidade de grande extensão.

Segundo a ANEEL (2008, p.22) para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema principal (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos fixos de distribuição): o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN.

O início da história da energia elétrica no Brasil tem marco aproximadamente em 1880 quando o fornecimento de energia elétrica era privilégio de poucos, especialmente

limitado a atividades de produção com uma parcela para atendimento das estruturas públicas do governo. Nesta época, por ser um recurso limitado e acessível a poucos, é evidente que não houve a formação de uma estrutura organizacional que possibilitasse o crescimento do setor e acessibilidade. Desta forma, o acesso a este recurso foi tímido e quem tinha, fazia-lo de forma independente.

Apenas cinquenta anos depois, em meados dos anos trinta foi que a União começou a exercer um papel mais presente de gestão deste setor com a criação e instituição do Código de Águas estabelecido pelo Decreto Federal n.º 24.643, de 10 de julho de 1934. A partir de então, o Governo começou a outorgar concessões do serviço público de fornecimento de energia elétrica, que antes eram regidos por meio de contratos específicos, ficando com a responsabilidade de legislar sobre o novo setor, acompanhar a sua evolução e garantir a correta prestação do serviço para a sociedade interessada.

Além de garantir a prestação do serviço em si, o governo também precisava garantir que o concessionário com o qual assinara um contrato obtivesse o equilíbrio econômico-financeiro por meio do retorno sobre o capital investido. Os critérios aplicados pela União para satisfazer esta necessidade eram limitados e visavam basicamente o “reembolso” integral de tudo que era dispendido, sem entrar no mérito da eficiência ou prudência.

Nos anos quarenta o Brasil viveu uma importante mudança no setor que se iniciou ao ver a presença do Governo atuando diretamente na produção, ampliando assim sua participação no setor com a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em 1945 como primeiro investimento neste sentido.

Nas décadas seguintes veem-se importantes mudanças promovidas pelo Governo brasileiro no setor especialmente no que tange à legislação tarifária. Em 1971 foi criada a Lei 5.655/71 que estabeleceu garantia de 10% a 12% de retorno sobre o capital investido, a ser considerada na tarifa cobrada dos consumidores.

Além de garantir a viabilidade financeira ao setor, a medida visava também financiar a sua expansão em meio ao crescimento econômico do país. Importante mencionar que neste período o governo disponibilizou grande parte de recursos por meio da Eletrobrás

e a entrada de empréstimos externos, para este fim, aumentou significativamente fazendo com que o setor vivesse um período de desenvolvimento de sólidas bases financeiras.

Um problema vivido pelo setor nesta época eram as grandes diferenças no custo de geração e distribuição entre as regiões do país. Sendo assim e na tentativa de resolver esta diferença, o Governo em 1974 instituiu a equalização tarifária que consistia basicamente na transferência de recursos entre as empresas superavitárias e deficitárias com o intuito de amenizar as perdas por conta das diferenças nos custos.

O setor elétrico brasileiro viveu um processo de grande transformação nos anos noventa depois de mais de cinquenta anos de controle estatal. Em 1993 foi extinta a equalização tarifária e houve a criação dos contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, em preparação para a desestatização que aconteceu por meio do PND (Programa Nacional de Desestatização) em 1995 e no próprio ano foi criada a Lei das Concessões estabelecido sob a Lei 8.987 de 13 de Fevereiro de 1995.

Até então, a maioria das atividades era estritamente regulamentada com controle federal e estadual da maioria das companhias que operavam o sistema. Outra característica interessante das empresas era que a maioria destas atuava em geração, transmissão e distribuição em um modelo verticalizado sem segregação de controle patrimonial ou gestão.

O processo de reestruturação, conforme citado anteriormente, exigiu a desverticalização, ou seja, a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras com o objetivo de equacionar o déficit fiscal por meio da venda de ativos fixos, restaurar o fluxo de investimentos e aumentar ainda mais a eficiência das empresas de energia.

Além disso, foram constituídas na década de noventa novas entidades para atuar no novo ambiente institucional: além do órgão regulador (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). A ANEEL sucedeu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Como agência reguladora, em síntese tem por

objetivo atuar de forma a garantir, por meio da regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às companhias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária. (ANEEL, 2008)

O ONS, entidade também autônoma que substituiu o Grupo de Controle das Operações Integradas, subordinado à Eletrobrás (GCOI), é responsável pela coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tanto, realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presentes e futuros da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor. Para decidir quais usinas devem ser acionadas, opera o *Newave*, programa computacional que, com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica. O mesmo programa é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre. (ANEEL, 2008)

Já o Mercado Atacadista de Energia (MAE), cuja constituição foi diretamente relacionada à criação do mercado livre, em 2004, com a implantação do Novo Modelo, foi substituído pela CCEE. No mesmo ano, o MME constituiu a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a missão principal de desenvolver os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. (ANEEL, 2008)

2.2 O Setor Elétrico Brasileiro – Distribuição

A conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. O mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil é formado por sessenta e três concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de sessenta e um milhões de unidades consumidoras. O controle acionário dessas companhias pode ser estatal ou privado. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estaduais e/ou municipais. Nos grupos de controle de várias empresas privadas verifica-se a presença de investidores nacionais, norte-americanos, espanhóis e portugueses. (ANEEL, 2008)

Nas tabelas 01 a 05 a seguir estão organizadas todas as concessionárias de distribuição organizadas por região:

Tabela 01 – Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia no Centro-Oeste

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
CEB-DIS	Companhia Energética de Brasília	Companhia Energética de Brasília	Brasília	DF
CELG-D	CELG Distribuição S/A	Governo Estadual	Goiânia	GO
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patricio	-	Ceres	GO
ENERSUL	Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul S/A	Grupo Rede	Campo Grande	MS
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	Grupo Rede	Cuiabá	MT

Tabela 02 – Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia no Norte

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Eletróbrás	Porto Velho	RO
Boa Vista	Boa Vista Energia S/A	Eletróbrás	Boa Vista	RR
CER	Companhia Energética de Roraima	-	Boa Vista	RR
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Grupo Rede	Palmas	TO
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.	Grupo Rede	Belém	PA
MANAUS-ENERGIA	Manaus Energia S/A	Eletróbrás	Manaus	AM
CEAM	Companhia Energética do Amazonas	-	Manaus	AM
CEA	Companhia Energética do Amapá	Governo Estadual	Macapá	AP
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	Eletróbrás	Rio Branco	AC

Tabela 03 – Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia no Nordeste

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	Eletróbrás	Maceió	AL
ESSE	Empresa Energética de Sergipe	Grupo Energisa	Aracaju	SE
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	-	Estância	SE
COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia	Grupo Neoenergia	Salvador	BA
COELCE	Companhia Energética do Ceará	Endesa - Espanha	Fortaleza	CE
EBO	Companhia Energética da Borborema	Grupo Energisa	Campina Grande	PB
EPB	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba	Grupo Energisa	João Pessoa	PB
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	Grupo Neoenergia	Recife	PE
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	Eletróbrás	Teresina	PI
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	Grupo Equatorial Energia	São Luís	MA
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Grupo Neoenergia	Natal	RN

Tabela 04 – Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia no Sudeste

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	AES – EUA	São Paulo	SP
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	Grupo CPFL	Campinas	SP
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Grupo Neoenergia	Campinas	SP
CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	Grupo CPFL	Campinas	SP
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	Grupo Rede	São Paulo	SP
CLFSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz	Grupo CPFL	Piraju	SP
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	Grupo Rede	São Paulo	SP
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	Grupo Rede	São Paulo	SP
CJE	Companhia Jaguari de Energia	Grupo CPFL	Jaguariúna	SP

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
CLFM	Companhia Luz e Força de Mococa	Grupo CPFL	Jaguariúna	SP
CPEE	Companhia Leste Paulista de Energia Elétrica	Grupo CPFL	Jaguariúna	SP
CSPE	Companhia Sul Paulista de Energia Elétrica	Grupo CPFL	Jaguariúna	SP
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A	Energias do Brasil - Portugal	São Paulo	SP
EEB	Empresa Elétrica Bragantina	Grupo Rede	São Paulo	SP
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas SA	Energias do Brasil - Portugal	Vitória	ES
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	-	Colatina	ES
ENF	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	Grupo Energisa	Rio de Janeiro	RJ
LIGHT	Light S/A	Rio Minas Energia	Rio de Janeiro	RJ
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	Endesa – Espanha	Niterói	RJ
DMEPC	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	Prefeitura Municipal	Poços de Caldas	MG
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	Governo Estadual	Belo Horizonte	MG
EMG	Companhia Força e Luz Cataguases Leopoldina	Grupo Energisa	Cataguases	MG

Tabela 05 – Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia no Sul

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
COPEL-DIS	Companhia Paranaense de Energia Elétrica	Governo Estadual	Curitiba	PR
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	Grupo Rede	Guarapuava	PR
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	-	Campo Largo	PR
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	-	Coronel Vivida	PR
AES-SUL	AES Sul Distribuidora Gaucha de Energia S/A	AES – EUA	Porto Alegre	RS
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Prefeitura Municipal	Ijuí	RS
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Prefeitura Municipal	Carazinho	RS
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A	-	Panambi	RS
MUX-Energia	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda	-	Tapejara	RS

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
UHENPAL	Nova Palma Energia	-	Faxinal do Soturno	RS
CEEE-D	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Governo Estadual	Porto Alegre	RS
RGE	Rio Grande Energia	Grupo CPFL	Porto Alegre	RS
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	-	Içara	SC
IENERGIA	Iguaçu Energia	-	Xanxerê	SC
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa	-	Siderópolis	SC
EFLUL	Empresa Força e Luz de Urussanga LTDA	-	Urussanga	SC
CELESC-DIS	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	Governo Estadual	Florianópolis	SC

As instalações das empresas distribuidoras recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a geradora, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 kV (quilovolts) a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega ao consumidor final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão). (ANEEL, 2008)

Além de responder pelo atendimento ao cliente final, as distribuidoras desenvolvem programas especiais compulsórios com foco no consumidor. Alguns dos principais estimulam a inclusão social da população mais pobre por meio do acesso formal à rede elétrica e da correspondente fatura mensal (que passa a funcionar como comprovante de residência ao permitir o acesso a instrumentos econômico-sociais, como linhas de crédito e financiamento). Entre esses programas estão o programa Baixa Renda (com tarifas diferenciadas para consumidores que atendem a determinadas especificidades de consumo e renda), o Luz para Todos (universalização) e a regularização das ligações clandestinas (os chamados “gatos”, ou conexões irregulares que permitem o acesso ilegal à energia elétrica sem o pagamento da correspondente fatura e se configuram legalmente como crime). (ANEEL, 2008)

As distribuidoras também são responsáveis pela implementação de projetos de eficiência energética e de P&D (pesquisa e desenvolvimento). Neste caso, são obrigadas a destinar um percentual mínimo de sua receita operacional líquida a essas atividades que, para ser implementadas, dependem da aprovação da Aneel. (ANEEL, 2008)

Os direitos e obrigações dessas companhias são estabelecidos no Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público em sua área de concessão – território geográfico do qual cada uma delas detém o monopólio do fornecimento de energia elétrica. (ANEEL, 2008, p.23)

2.3 O Regulador: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Em 26 de Dezembro de 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o objetivo de se consolidar como autarquia independente e dotada de autonomia decisória para regular tão importante e ao mesmo tempo sensível a diversos fatores externos políticos, econômicos e até mesmo climáticos. Nos anos que seguiram a agência enfrentou grandes dificuldades como o blecaute de 1999, como o maior do país, e dois anos mais tarde em junho de 2001 com o maior racionamento de energia do Brasil. Apesar dos desafios, o setor continuou caminhando progressivamente. Desde a sua constituição, a ANEEL é responsável pelo equilíbrio dos três principais interessados na concessão: o Poder Concedente (Governo Federal), Concessionária e Consumidor. Nenhuma das partes pode ser beneficiada ou priorizada, já que é o equilíbrio econômico-financeiro quem assegura a continuidade e a qualidade do serviço prestado.

Reduzir a assimetria de informações e disseminar a cultura da regulação são dois dos mais árduos e importantes desafios enfrentados por uma agência reguladora. Esses desafios ficam maiores ainda quando se trata da regulação de um setor complexo como é o setor elétrico brasileiro. Tanto é assim, que o próprio Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, que constituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu como uma das diretrizes para sua ação a “educação e informação dos

agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica”. (ANEEL, 2005)

Segundo a ANEEL (2005, p.7), “essas atividades são extremamente importantes para manter o adequado equilíbrio nas relações entre os consumidores e os agentes do setor, sendo essenciais para o processo regulatório.”

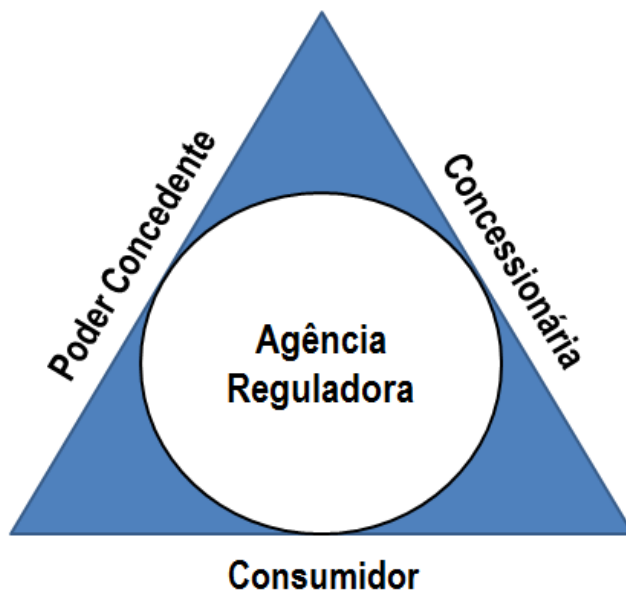


Figura 01 – Papel da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Fonte: O autor (2012)

2.4 Consumo de Energia no Brasil

De acordo com as novas estimativas, que contemplam o período até 2021, o crescimento médio anual da demanda total de eletricidade (que inclui consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores) será de 4,5% ao ano no período, passando de 472 mil gigawatts-hora (GWh) em 2011 para 736 mil GWh em 2021. A expansão média do consumo anual de energia elétrica será um pouco inferior à da economia, cuja taxa de crescimento do PIB brasileiro é estimada em 4,7% ao ano, em média, nos 10 anos (Empresa de Pesquisa Energética, 2012)

A trajetória de crescimento para a economia nacional está embasada tanto no aumento da demanda interna, seguindo o padrão de crescimento que vem ocorrendo nos últimos

anos, quanto na perspectiva de maior volume de investimentos necessários para sustentar essa expansão. O consumo das famílias, as oportunidades ligadas aos setores de infraestrutura (em especial o de exploração e produção de petróleo) e a injeção de recursos envolvendo a realização de eventos mundiais no país ainda neste quinquênio (como a Copa do Mundo, 2014 e Jogos Olímpicos, 2106) explicam, em boa medida, a expectativa favorável quanto a um cenário positivo de crescimento da economia brasileira. (Empresa de Pesquisa Energética, 2012)

Além do desenvolvimento econômico, outra variável que determina o consumo de energia é o crescimento da população – indicador obtido tanto pela comparação entre as taxas de natalidade e mortalidade quanto pela medição de fluxos migratórios. No Brasil, entre 2000 e 2005, essa taxa teve uma tendência de queda relativa, registrando variação média anual de 1,46%, segundo relata o estudo Análise Retrospectiva constante do Plano Nacional de Energia 2030, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética em 2012.

Ainda assim, a tendência do consumo de energia entre 2000 e 2005 foi de crescimento em 13,93%. A exemplo do que ocorre no mercado mundial, também neste caso, o movimento pode, portanto, ser atribuído principalmente ao desempenho da economia. O Produto Interno Bruto do país, no mesmo período, registrou um crescimento acumulado de 14,72%, conforme dados do Ipea. (ANEEL, 2008)

As diferenças regionais, principalmente relacionadas ao ritmo de atividade econômica – que, em alguns casos, provoca fluxos migratórios – e a disponibilidade da oferta de eletricidade também interferem nos volumes de energia elétrica absorvidos no país. Assim, embora a região Sudeste/Centro-Oeste, mais industrializada e com atividade agropecuária bastante ativa, continue a liderar o consumo, nas demais regiões a evolução do consumo tem sido bem mais acentuada. (ANEEL, 2008, p.46)

2.5 Tarifa de Energia Elétrica

As empresas de energia elétrica prestam o serviço por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço

público de distribuição de energia elétrica, e cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

Os consumidores de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida da empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. São elas:

- **Residencial** – na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos;
- **Industrial** – na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;
- **Comercial, Serviços e Outras Atividades** – na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;
- **Rural** – na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;
- **Poder Público** – na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;
- **Iluminação Pública** – na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;

- **Serviço Público** – na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento;
- **Consumo Próprio** – que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

As faturas mensais emitidas pelas distribuidoras registram a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior e medida em kWh (quilowatt-hora). O valor final a ser pago pelo cliente corresponde à soma de três componentes: o resultado da multiplicação do volume consumido pela tarifa (valor do kWh, expresso em reais); os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei. Os encargos do setor elétrico, embutidos na tarifa – e, portanto, transparentes ao consumidor – têm aplicação específica. Os tributos são destinados ao governo. Já a parcela que fica com a distribuidora, é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos acionistas e cobertura de seus custos, entre estes últimos está a compra de suprimento. Desta maneira, a tarifa praticada remunera, não apenas as atividades de distribuição, mas também de transmissão e geração de energia elétrica.

A fim de ilustrar, a figura 02 a seguir mostra a composição de uma conta-exemplo mensal de energia elétrica no valor de R\$ 100,00 na COPEL (PR) em 2009:

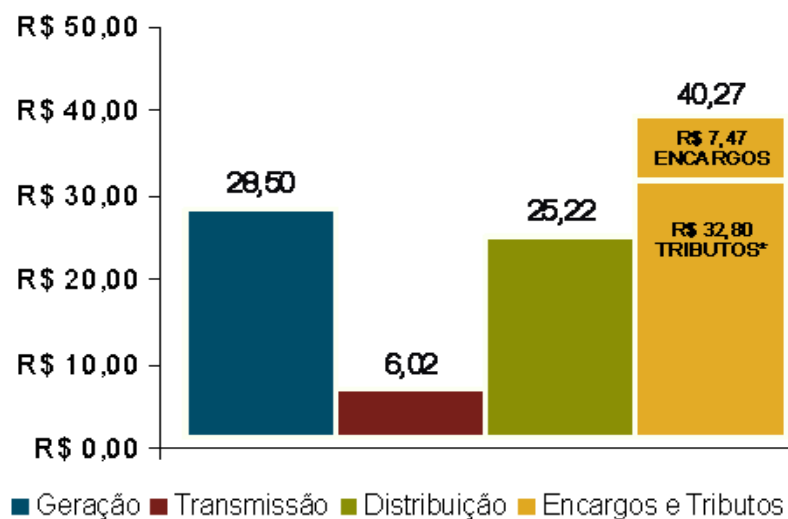


Figura 02 – Conta-Exemplo mensal de Energia Elétrica
 Fonte: COPEL (2009)

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

Até a década de noventa, existia uma tarifa única de energia elétrica no Brasil, que garantia a remuneração das concessionárias, independentemente de seu nível de eficiência. Esse sistema não incentivava a busca pela eficiência por parte da distribuidora, uma vez que a integralidade de seu custo era transferida ao consumidor.

Em 1993, com a edição da Lei no 8.631, as tarifas passaram a ser fixadas por empresa, conforme características específicas de cada área de concessão – por exemplo, número de consumidores, quilômetros de rede de transmissão e distribuição, tamanho do mercado (quantidade de unidades de consumo atendidas por uma determinada infraestrutura), custo da energia comprada e tributos estaduais, entre outros. Portanto, se essa área coincide com a de uma unidade federativa, a tarifa é única naquele estado. Caso contrário, tarifas diferentes coexistem dentro do mesmo estado. (ANEEL, 2008)

De forma genérica, em cada Ciclo Tarifário, a ANEEL calcula a relação entre a Receita Requerida e a Receita Verificada da Concessionária, definindo assim seu Reposicionamento Tarifário. A Receita Requerida é distribuída pelos consumidores da

distribuidora por meio do que se chama de Estrutura Tarifária. Também são levadas em consideração variáveis como Perdas (técnicas e comerciais), qualidade de fornecimento e outras receitas. Todas estas parcelas da Tarifa deverão ser observadas de perto pela Concessionária, que não só deverá fornecer as informações necessárias para o cálculo, como deverá monitorar eventuais erros de metodologia de cálculo que interfiram em sua tarifa, com conseqüente impacto em sua estabilidade econômico-financeira.

2.5.1 Estrutura Tarifária

A Estrutura Tarifária consiste na forma como os diversos tipos de consumidores pagam pelo uso da energia elétrica. A tarifa de energia, é o rateio de todos os custos incorridos pela distribuidora para levar a energia a seus consumidores. Uma boa estrutura tarifária é aquela que procura atribuir a cada consumidor uma tarifa que reflita os custos que esse consumidor imputa ao sistema elétrico como um todo.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em diferentes modalidades de fornecimento.

A modalidade convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de

potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

A modalidade horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

- B1 para classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- B2 para classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativade eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- B3 para outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- B4 para Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

Ainda, com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

2.5.2 Composição da Tarifa

Como brevemente mencionado, cabe ao órgão regulador a responsabilidade de estabelecer uma tarifa justa a ser paga pelos consumidores de cada área de concessão atendido por determinada empresa de distribuição. Esta tarifa não só deve garantir a estabilidade econômico-financeiro da empresa que presta o serviço, como deve também atender ao interesse do consumidor que é receber um serviço de qualidade pagando um valor justo e acessível.

Afim de demonstrar a composição da tarifa paga pelos consumidores, é necessário demonstrar a composição da receita das empresas distribuidoras de energia no Brasil que são divididas em duas parcelas distintas: Parcela A – Custos Não-Gerenciáveis e Parcela B – Custos Gerenciáveis.

Estas duas parcelas que compõem a receita das empresas distribuidoras podem ser mais bem entendidas na figura a seguir:

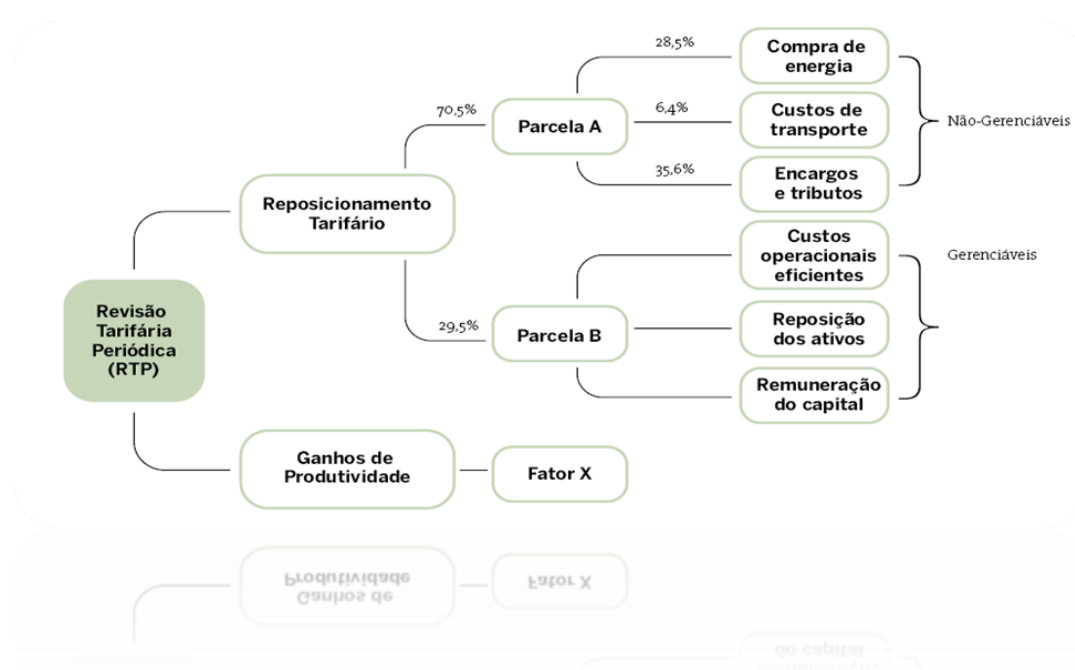


Figura 03 – Composição da receita requerida de empresa distribuidora
Fonte: ANEEL (2005)

O primeiro grupo (Parcela – A) refere-se aos custos não-gerenciáveis e a Concessionária recebe a totalidade dos valores dispendidos, pois esta não possui gerência ou controle sobre estes custos. Já no segundo grupo (Parcela – B), ocorre uma divisão entre o volume investido, representado na tarifa pela Reposição dos Ativos Fixos e pela Remuneração do Capital, e o valor referente aos Custos Operacionais da Concessão.

O volume investido é totalmente remunerado, a exemplo do que ocorre com os Custos Não Gerenciáveis. Já a parcela que corresponde aos custos operacionais da concessão é remunerada por um valor-teto, ou seja, a concessionária recebe um determinado valor “X” que deverá ser suficiente para pagar todos os seus custos no ano. Caso ela consiga se manter abaixo deste patamar, consegue aumentar seus lucros. No entanto, caso ela esteja posicionada em um patamar superior, terá perdas nesta parcela da tarifa, que poderão corroer inclusive a remuneração do seu investimento.

Os componentes de cada parcela serão detalhados a seguir para maior detalhamento.

2.5.3 Custos Não-Gerenciáveis - Parcela A

O conjunto da receita denominado “Parcela A” ou “Custos Não-Gerenciáveis” como o próprio nome sugere, refere-se ao repasse de custos assumidos pelas concessionárias de distribuição e sobre as quais esta não possui controle ou gerência. Dentro desta parcela também estão os encargos, tributos legais e taxas e rateios fixados pelo governo.

Para detalhamento adicional, a seguir estão as definições de cada custo integrante da Parcela A:

- i. Encargos Setoriais:

Cota da Reserva Global de Reversão (RGR) - Trata-se de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem

como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos fixos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) - Refere-se ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) - Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

A cada final de ano a ANEEL publica, em resolução específica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por esses agentes, no ano seguinte, calculadas com base no demonstrativo da energia gerada pelas centrais geradoras do Proinfa e os referentes custos apresentados no Plano Anual do Proinfa elaborado pela Eletrobrás.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

ii. Encargos de Uso das Redes Elétricas

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição - Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

iii. Compra de Energia

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

2.5.4 Custos Gerenciáveis - Parcela B

A parcela B da receita das empresas distribuidoras de energia é composta de despesas de operação e manutenção, cota de depreciação e remuneração do capital. Além disso, esta parcela ainda inclui também investimentos feitos com pesquisa e desenvolvimento (P&D), eficiência energética (aplicação de 0,75% da receita operacional líquida em projetos de P&D e 0,25% em programas de eficiência energética conforme a Lei 9.991 de julho de 2000) e despesas com PIS/COFINS.

2.6 Mecanismos de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. (ANEEL, 2005, p.21)

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, conforme detalhado a seguir.

a) Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário restabelece o poder de compra da receita da concessionária, segundo itens previstos no Contrato de Concessão. Ele é concedido anualmente na data de aniversário do contrato, exceto no ano em que ocorre o mecanismo de revisão tarifária, e tem por objetivo atualizar os Custos Não Gerenciáveis, conforme necessidade, e os Custos Gerenciáveis por índices inflacionários. É importante para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária no período entre-ciclos da Revisão Tarifária conforme será explicado a seguir.

b) Revisão Tarifária Periódica – Visão Geral

É um processo mais completo, e por isso mais complexo, que o Reajuste Tarifário. Este processo ocorre em média a cada três, quatro ou cinco anos e atualiza, além de todos os pontos previstos no Reajuste, a Parcela B da Concessionária. Por este motivo, no ano de Revisão Tarifária não há o processo de Reajuste Tarifário.

O objetivo central da Revisão Tarifária Periódica é analisar após um período definido, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. O resultado permite o reposicionamento da tarifa após completa análise dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, em intervalos de quatro ou cinco anos. Esse mecanismo se diferencia dos reajustes anuais por ser mais amplo e levar em conta todos os custos, investimentos e receitas para fixar um novo patamar de tarifas adequado à estrutura da empresa e a seu mercado.

c) Revisão Tarifária Extraordinária

Além dos processos de Reajuste Tarifário e Revisão Tarifária, conforme vistos anteriormente, existe também a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que consiste em um mecanismo existente com o intuito de atender a casos especiais de revisão de tarifa segundo solicitação da empresa de distribuição, e quando comprovada a impossibilidade em manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, por alterações significativas nos custos de uma empresa.

2.7 Revisão Tarifária Periódica – Visão Específica

Segundo o submódulo 2.1 do Proret na revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, prevista nos contratos de concessão, devem ser considerada as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, bem como os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.

A revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X.

O Reposicionamento Tarifário (RT) envolve a redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

O reposicionamento tarifário é o cálculo que ajusta as tarifas homologadas no último reajuste tarifário para mais ou para menos, com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária distribuidora. Isso considera o retorno dos investimentos realizados, bem como a cobertura dos custos operacionais eficientes conforme a fórmula a seguir:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100$$

Sendo:

RT = Reposicionamento Tarifário Médio em %
RR = Receita Requerida
RV = Receita Verificada
OR = Outras Receitas

A Receita Verificada (RV) é o produto das tarifas de aplicação pelo mercado da concessionária por classe de consumo. A Receita Requerida (RR) é a receita compatível necessária para a cobertura dos custos eficientes e com o retorno adequado do capital.

O Fator X corresponde a um valor a ser subtraído ou acrescido da variação do Indicador de Variação da Inflação - IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

A formação da Receita Requerida, Reposicionamento Tarifário e o Fator X é detalhada conforme a seguir:

a) Receita Requerida – Composição da Receita

A receita requerida nada mais é do que o equivalente de receita necessária para a cobertura dos custos operacionais e o retorno do capital investido. Conforme já abordado anteriormente a receita requerida é composta por Parcela A e Parcela B.

A parcela A é composta pelos custos de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação. Em resumo, segundo definição do submódulo 2.1 do Proret “trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da concessionária de distribuição.

Na Parcela "B" estão os custos gerenciáveis da empresa, estes diretamente relacionados a gestão e eficiência da empresa, pois tratam de custos como: custos operacionais, quota de depreciação e a remuneração do investimento e capital investido em ativos fixos da concessão.

a1) Custos Operacionais

Os Custos Operacionais referem-se a parcela da receita que tem o objetivo de cobrir os custos de operação e manutenção vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica. São custos com administração, atendimento comercial, operação e manutenção das redes, custos com remuneração dos colaboradores e reposição de materiais, assim como custos relativos a serviços de terceiros e outras despesas.

No Brasil, durante o Primeiro e Segundo Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas, utilizou-se um Modelo Normativo para calcular os Custos Operacionais das Concessionárias (por meio de uma “empresa de referência”). Já no Terceiro Ciclo das

Revisões Tarifárias a Empresa de Referência foi desmembrada em duas parcelas. A primeira refere-se aos Custos Operacionais que não geram ativos fixos (ex: serviços de manutenção). Já a segunda refere-se aos ativos fixos administrativos (ex: veículos, móveis), e é chamada de Base de Anuidade Regulatória, ou BAR. Esta parcela é calculada por uma fórmula aplicada sobre o Ativo Imobilizado das empresas:

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,21}$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTP;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3CRTP;

IGPM₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária;

IGPM₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

a2) Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória

A Quota de Reintegração refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil; (ANEEL, 2005)

Já a Remuneração do Capital, segundo a ANEEL (2005, p.24), “baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração.”

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL adota a metodologia internacionalmente conhecida do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* (WACC)). Esse enfoque metodológico busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes. Para o cálculo do custo do capital próprio, a ANEEL adota o método *Capital Assets Pricing Model* (CAPM). Com base nesta metodologia é possível calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a

atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo. (ANEEL, 2005)

Para o custo de capital de terceiros, a ANEEL adota uma abordagem semelhante à do capital próprio, adicionando a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição. (ANEEL, 2005)

a3) Base de Remuneração e o seu valor justo

Para o montante de investimento a ser remunerado – Base de Remuneração Regulatória – a ANEEL considera o valor dos ativos fixos necessários para prestar o serviço de distribuição. De forma geral, o conceito chave neste processo é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

A Base de Remuneração compõe a chamada “Parcela B” (que engloba, além dela, os custos operacionais da Concessionária), refletindo assim os custos gerenciáveis da Concessionária. É composta pelo Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) valorado segundo metodologia de avaliação própria da ANEEL, a Valor Novo de Reposição (VNR), deduzido da parcela de depreciação e do índice de aproveitamento dos ativos fixos, calculando-se assim o Valor da Base de Remuneração (VBR).

A Base de Remuneração é fundamental para definir a remuneração da Concessionária de todos os investimentos realizados, bem como a quota de reintegração que será remunerada para repor a parcela de depreciação dos ativos imobilizados. Assim, uma Base de Remuneração mal dimensionada, mal conciliada ou mal calculada interfere, diretamente, na única parcela direta de remuneração da distribuidora segundo investimentos feitos, pelos próximos quatro anos ou ciclo tarifário. Por isso, este é o

ponto mais sensível de todo o processo de Revisão Tarifária e aquele que merece maior atenção por parte da distribuidora.

Ainda mais importante, a Base de Remuneração líquida é a parcela a ser ressarcida pelo Poder Concedente em caso de término da Concessão.

b) Cálculo do Fator X

Por meio do Fator X, são estabelecidas as metas de eficiência para o próximo período tarifário que serão expressas na tarifa.

Segundo o Submódulo 2.5 do Proret (Procedimentos de Regulação Tarifária) que trata da metodologia a ser utilizada para o cálculo do Fator X para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, o Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X é resultante da composição dos seguintes elementos conforme fórmula abaixo:

$$Fator X = Pd + Q + T$$

O componente **Pd** contempla os ganhos de produtividade e é estimado usando a relação entre o crescimento do mercado de consumo de energia elétrica e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia.

O componente **Q** tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado por meio do impacto direto na tarifa de acordo com a aferição dos indicadores de qualidade Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). Sendo assim, o valor deste componente vai depender do resultado do comparativo entre os indicadores de qualidade (DEC e FEC) apurados pela ANEEL para cada empresa distribuidora frente aos limites estabelecidos pela própria ANEEL.

Por fim o componente **T** do Fator X tem por finalidade estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Especialmente trata-se de uma

transição entre metodologias diferentes para a definição dos custos operacionais eficientes.

3. METODOLOGIA

Como toda pesquisa, é necessário também determinar tipologia da pesquisa bem como as técnicas de coleta e tratamento mais apropriadas à natureza do tema e, ainda, a definição das técnicas a serem empregadas para o registro e análise. Dependendo das técnicas de coleta, análise e interpretação dos dados, a pesquisa de campo pode ser classificada como de abordagem predominantemente quantitativa ou qualitativa. Numa pesquisa em que a abordagem é basicamente quantitativa, o pesquisador se limita à descrição factual deste ou daquele evento, ignorando a complexidade da realidade social.

Este trabalho será descritivo com relação aos objetivos já previamente estabelecidos e os procedimentos adotados englobam a pesquisa bibliográfica em fontes acadêmicas e documentais e a abordagem do problema será qualitativa em forma de um estudo de caso em três empresas distintas de distribuição de energia elétrica e o objetivo do estudo é descrever o objeto tendo como dinâmica, a observação fiel de fatos e fenômenos exatamente como ocorrem no real, coleta de dados relacionados e à análise e interpretação desses dados.

A fonte de dados reais para o estudo será a pesquisa documental dos relatórios públicos de fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS e da Base de Remuneração Regulatória – BRR realizadas pela Aneel para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica e que são disponibilizados no sítio do agente regulador (www.aneel.gov.br). A data da consulta das informações foi 05/06/2012.

4. ESTUDOS DE CASO

4.1 Contextualização

Proporcionar o melhor retorno sobre o investimento de uma empresa, que tem nos seus ativos fixos importante fator estratégico, envolve cuidadosa análise e gerenciamento dos componentes de custo, desempenho e risco envolvidos em tal processo. Um sistema de gestão de custos e ativos fixos é vital para organizações que dependem da função e desempenho de seus ativos físicos na entrega de serviços ou produtos, e onde seu sucesso é significativamente influenciado pela administração de seus ativos fixos.

Parte importante deste processo é reconhecer e trabalhar os fatores que são conflitantes entre si, como benefícios de curto prazo frente aos de longo prazo, custos frente ao desempenho, disponibilidade planejada e não planejada, custos de capital frente aos custos operacionais, entre outros. Há também, diferentes níveis de complexidade identificação e gerenciamento destes ativos fixos.

Em empresas do setor elétrico especificamente, empresas distribuidoras de energia, é importante que a gestão dos custos e investimentos em ativos fixos que compõem a Parcela B (Custos Gerenciáveis) e que advém dos investimentos feitos pela empresa seja feito de duas formas. No contexto de gestão de ativos, primeiramente pode-se entender a gestão técnica de ativos que compreende gerenciar a aplicação física de ativos fixos, englobando planejamento de aplicação e troca, programação de manutenção, análise de vida útil, entre outros. Em segundo lugar existe o viés de retorno do investimento que em cenários regulados, leva em consideração a prudência e o controle contínuo da remuneração dos investimentos feitos em ativos fixos.

A seguir para ilustrar os conceitos já abordados, serão apresentados os principais aspectos referentes ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica de três empresas de distribuição de energia do Brasil. Embora os dados sejam de acesso público, para preservar o sigilo das empresas que serão estudadas a seguir os números aqui apresentados foram multiplicados por um “fator de confidencialidade” que mantém a

proporcionalização entre todos os dados, mas suficiente para impedir que as concessionárias sejam identificadas pelo volume financeiro movimentado.

4.2 Estudo de Caso Empresa A

A ANEEL instituiu durante o 3º Ciclo de Revisão Tarifária a fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS anterior à fiscalização do Laudo de Avaliação para fins de Base de Remuneração Regulatória com o objetivo de proporcionar à Concessionária um prazo maior para a discussão dos temas referentes à determinação dos percentuais de Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA) que serão aplicados sobre os equipamentos principais que compõem o cadastro patrimonial da empresa.

Na ocasião desta fiscalização prévia, aspectos como metodologia de contabilização de ativos fixos e elegibilidade dos lançamentos segundo preceitos regulatórios são discutidos, observando-se as particularidades de cada tipo de obra sendo: Redes de Distribuição (RD), Linhas de Subtransmissão (LT), Medição (ME) e Subestação (SE).

Considerando que as Concessionárias possuem um padrão construtivo próprio, é sabido que obras de um mesmo tipo possuem características similares. Assim, mesmo que a fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS ocorra antes da data-base do Laudo de Avaliação, os percentuais de Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA) calculados no AIS devem ser aplicados no Laudo de Avaliação para fins de Base de Remuneração Regulatória - BRR, podendo haver alterações apenas se comprovada a realização de obras entre a data da fiscalização do AIS e a data-base do Laudo em padrões construtivos diferentes dos analisados pela ANEEL.

Os percentuais de COM e de CA representam cerca de 50% do valor do Laudo de Avaliação. Assim, é de suma importância o correto cálculo destes números, que são aplicados sobre o valor de cada equipamento segundo metodologia de avaliação da ANEEL. Durante esta análise a ANEEL busca lançamentos indevidamente registrados como custos de obra, considerando estes valores como “despesas” inflando o Ativo Imobilizado da Concessionária.

O Laudo de Avaliação da empresa aqui estudada para fins de Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária foi elaborado por empresa credenciada pela ANEEL conforme regulamentado. Este Laudo pode ser considerado o ponto de maior importância do processo de Revisão Tarifária, pois, apesar de representar uma pequena parcela na Receita Requerida anual da Concessionária, representa justamente a parcela que remunera todo o esforço e todo o investimento realizado pela empresa – não só durante o período incremental, mas durante toda sua história, já que engloba o que se chama de “Base Blindada” e “Base Incremental”.

Na tabela 06 a seguir, demonstra-se a representatividade da Base de Remuneração Regulatória – BRR no total da Receita Requerida da empresa. Ressalta-se que a Base de Remuneração Regulatória é representada pelos seus produtos diretos, a Quota de Reintegração e a Remuneração do Capital. A Quota de Reintegração incide sobre a base bruta (excluídos os bens 100% depreciados), e reintegra a depreciação dos ativos fixos durante o ano. Já a Remuneração do Capital representa o produto da base líquida com o WACC (*Weighted Average Cost of Capital* (WACC) ou Custo Médio Ponderado de Capital.

Tabela 06 – Detalhamento dos componentes tarifários

Componentes Tarifários	3CRTP
Parcela A (+)	9.734.802.341,70
Parcela B (+)	3.279.282.408,39
Outras Receitas (-)	-104.666.587,64
Componentes Financeiros (+)	-93.592.326,74
Receita Requerida	12.815.825.835,71

	3CRTP	% (em rel. Receita Requerida)
Compra de Energia para Revenda	6.746.226.185,57	52,64%
Encargos Setoriais	1.811.621.478,06	14,14%
Custo com Transporte de Energia	1.176.954.678,08	9,18%
Total da Parcela A	9.734.802.341,70	

	3CRTP	% (em rel. Receita Requerida)
Custos Operacionais	2.089.806.298,19	16,31%
Remuneração do Capital (BRR)	592.231.892,13	4,62%
Quota de Reintegração (BRR)	597.244.218,05	4,66%
Total da Parcela B	3.279.282.408,39	

Fonte – O autor (2012)

Assim, vê-se que a Base de Remuneração Regulatória representou 9,28% da Receita Requerida. Este valor é, basicamente, dividido em “Base Blindada” (investimentos realizados pela empresa desde o início da Concessão até a data-base do Segundo Ciclo de Revisão Tarifária) e “Base Incremental” (investimentos realizados do Segundo Ciclo de Revisão Tarifária até a data-base do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária). A Figura 04 abaixo demonstra esta situação:

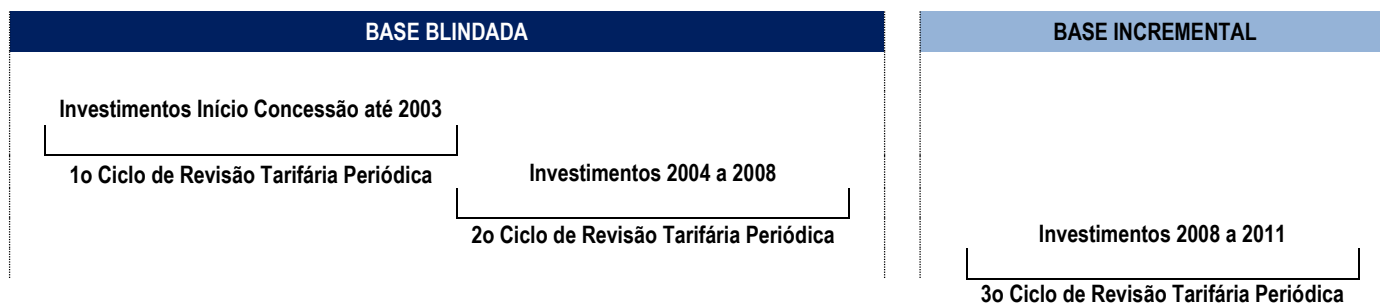


Figura 04 – Base Blindada e Base Incremental no 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
 Fonte – O autor (2012)

Para fins de Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica é importante observar a relação entre o valor contábil e o valor avaliado destes ativos fixos, já que o valor contábil representa o montante desembolsado pela empresa para compor estes ativos fixos, e o valor avaliado pela empresa avaliadora credenciada pela ANEEL e contratada pela distribuidora, representa o montante pelo qual a empresa será remunerada por estes ativos. Assim, comparam-se os valores contábeis, por ciclo de revisão tarifária, com os valores avaliados (antes da depreciação).

A Tabela 07 a seguir demonstra este comparativo de três formas: (i) VNR (Valor Novo de Reposição – Valor Avaliado) / VOC (Valor Original Contábil); (ii) VNR (Valor Novo de Reposição – Valor Avaliado) / VOC (Valor Original Contábil) atualizado pelo IGP-M; e (iii) VNR (Valor Novo de Reposição – Valor Avaliado) / VOC (Valor Original Contábil) atualizado pelo IPA-34. Os comparativos entre o VNR e o VOC **atualizado** são importantes para que se perceba a parcela que realmente está sendo desconsiderada já que o VNR é, obrigatoriamente, atualizado.

Tabela 07- Comparativo entre Valores Contábeis e Avaliados para a Empresa A.

	VOC	VOC IGP-M	VOC IPA-34	VNR	VNR / VOC	VNR / VOC _{IGPM}	VNR / VOC _{IPA34}
1CRTP	5.498.597.559	13.285.506.542	14.528.271.533	15.886.906.298	Aprox. 290%	Aprox.120%	Aprox.110%
2CRTP	3.604.915.488	7.732.655.616	7.359.770.707	7.429.105.960	Aprox. 205%	Aprox. 95%	Aprox.100%
3CRTP	4.177.949.271	4.650.324.205	4.455.561.160	3.774.341.699	Aprox. 90%	Aprox. 80%	Aprox. 85%

Fonte: O autor (2012)

Nota: Tabela confeccionada considerando-se apenas as contas contábeis aplicáveis que compõem a Base de Remuneração Regulatória segundo o Plano de Contas conforme contido no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE: 1.1. Servidões permanentes; 2.2. Terrenos - distribuição; 4.2. Edificações, obras civis e benfeitorias - distribuição; e 5.2. Máquinas e equipamentos – distribuição.

Assim, as contas que não são remuneradas pela Base de Remuneração mas sim pela BAR (Base de Anuidade Regulatória) foram desconsideradas na tabela acima.

Na Tabela 07 percebe-se que no Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica o Valor Original Contábil era de R\$ 5.498.597 milhões, ao ser atualizado pelo IGP-M passou para R\$ 13.285 milhões, e mudando novamente a forma de atualização usando o IPA-34, passou para R\$ 14.258 milhões.

Ao comparar com o Valor Novo de Reposição (VNR), percebe-se a diferença. Assim, caso a empresa fosse remunerada pelo Valor Original Contábil (VOC) haveria uma recuperação total do investimento. Contudo, ao analisar com valor atualizado pelo IPA-34, percebe-se que embora a relação seja menor, ainda a concessionária obteve recuperação total de seu investimento financeiro.

Seguindo a mesma lógica, observa-se no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica que a empresa não conseguiu recuperar seus investimentos, pois o valor remunerado representa apenas 90% do Valor Original Contábil (VOC) e, quando atualizado pelo IPA 34 representou apenas cerca de 85% de retorno. Isso demonstra que a empresa deixou de receber o retorno pelos investimentos feitos em cerca de 15%.

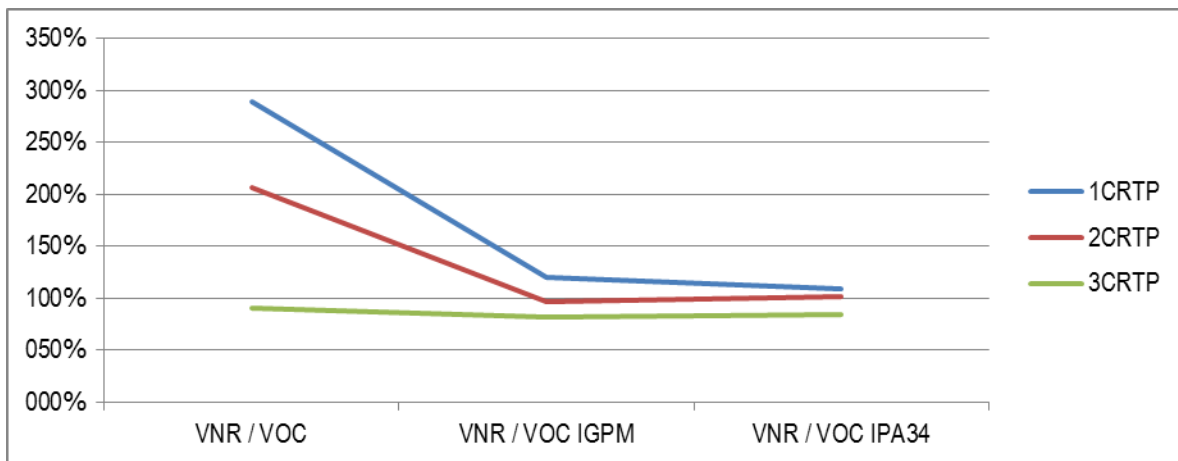


Gráfico 01 – Comparativo da relação entre o Valor Contábil e Avaliado entre Ciclos de Revisão Tarifária
Fonte – O autor (2012)

É possível verificar com o auxílio do Gráfico 01 acima que, no Primeiro e no Segundo Ciclos de Revisão Tarifária Periódica, a empresa em questão recebeu uma parcela em sua tarifa muito similar aos seus custos contábeis referentes aos investimentos

realizados. Porém, no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, a relação entre o Valor Novo de Reposição (Valor Avaliado) pelo Valor Contábil atualizado pelo IPA-34 foi menor do que 100% ficando portanto, abaixo da linha de 100% do eixo vertical, ou seja, parte do total contabilizado não será reintegrado pela tarifa e portanto a empresa deixará de receber a remuneração pelo investimento já realizado.

A princípio, um dos possíveis causadores desta diferença pode ocorrer quando a ANEEL considera que a concessionária contabilizou Custos Operacionais como investimento, glosando esta diferença que já havia sido dada na tarifa por meio dos Custos Operacionais Eficientes (antiga Empresa de Referência). Por isso, é importante que se verifique o real motivo desta variação, que basicamente pode ter duas origens:

(i) Erro de contabilização dos custos por parte da empresa; ou (ii) Não aprovação dos custos quando da fiscalização da ANEEL segundo critérios regulatórios.

É importante lembrar que nos investimentos feitos em ativos fixos além dos equipamentos principais que recebem a denominação de Unidade de Cadastro (UC) são considerados também como componentes os Componentes Menores (COM) dos equipamentos instalados, geralmente componentes acessórios para instalações dos equipamentos principais, e os custos adicionais (CA) da instalação desses bens.

Segundo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) os componentes menores correspondem à *"parcela de uma Unidade de Adição e Retirada - UAR, que, quando adicionada, retirada ou substituída, não deve refletir nos registros contábeis do Ativo Imobilizado da concessionária e da permissionária. Entretanto, ocorrendo a adição com a Unidade de Adição e Retirada - UAR, de Componente Menor - COM, deve integrar o custo desta"*.

Já o Custo Adicional (CA), outro componente que integra o custo de um equipamento principal, é definido pelo Proret (Procedimentos de Regulação tarifária da ANEEL) como sendo *"o custo necessário para colocação do bem em operação, formado pelos custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, sendo aplicado sobre o valor do equipamento acrescido dos componentes menores"*.

Após a fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, o órgão regulador (ANEEL) realiza a fiscalização do Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória buscando observar se este foi confeccionado com base na metodologia definida pelo submódulo 2.3 do Proret. Durante esta fiscalização, são analisados diversos aspectos financeiros importantes para a empresa, como as Obrigações Especiais, o Banco de Preços, a sequencia de cálculo para avaliação dos bens, o Almojarifado de Operações e a aplicação dos percentuais de Componentes Menores - COM e Custos Adicionais - CA conforme definidos durante a fiscalização anterior do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, entre outros itens.

O Proret (Procedimentos de Regulação Tarifária) é claro quanto à co-responsabilidade das concessionárias nos números do Laudo de Avaliação, ou seja, quando do processo de Revisão Tarifária e apuração do Laudo de Avaliação para fins da Base de Remuneração Regulatória, as empresas tem o direito e principalmente a obrigação de participar de todo o processo de elaboração do Laudo de Avaliação para que as informações submetidas à Agência Reguladora sejam revisadas, sob pena de ser autuada por algo que não teve sua participação e/ou revisão direta.

Para garantir que os investimentos realizados sejam integralmente reconhecidos, é importante que a forma de registro seja a mais correta e detalhada possível. Um exemplo simples disto é um registro de serviço realizado por terceiros em obras realizadas pela empresa distribuidora de energia. É importante que este registro traga sempre a descrição do serviço (“Abrir Cava”, “Instalar Transformador”, “Substituir Cabo (km)” etc.), e não apenas a descrição “Serviço”. A descrição “Serviço” é demasiada genérica e por este motivo, pode ser desconsiderada quando da fiscalização do agente regulador. Um outro ponto extremamente importante e relevante é a metodologia de registro da mão de obra própria usada nas obras de investimento.

Ainda, é importante que a concessionária tenha de forma clara que as obras realizadas durante o período entre ciclos de revisões tarifárias que apresentem elevados percentuais de Componentes Menores - COM e de Custos Adicionais - CA devem ser acompanhadas mensalmente e muito bem justificadas e embasadas por documentos

específicos, de forma que sejam aceitas pela fiscalização quando da análise individual das obras e projetos.

4.3 Estudo de Caso Empresas B e C

De forma adicional e com o intuito de reforçar a prática dos conceitos teóricos que embasam a importância da gestão dos investimentos em concessionárias distribuidoras de energia, são apresentados a seguir os dados de duas concessionárias de distribuição que já passaram pela fiscalização de Base de Remuneração no Terceiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica.

Foram considerados os dados entre julho de 2007 e novembro de 2010 das distribuidoras.

De forma detalhada, a origem dos dados foi:

- a. Ativo Imobilizado: Valor Novo de Reposição (VNR) extraído do Laudo de Avaliação de Ativos após fiscalização da Base de Remuneração Regulatória, especificamente das contas contábeis 132.03.1.1.05 (máquinas e equipamentos de distribuição) e 132.03.2.1.05 (subtransmissão associada) conforme o Plano de Contas do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE;
- b. Custos Operacionais: Valores referentes às contas de custos operacionais (com rede e com subtransmissão associada) acrescidos da diferença entre o Valor Original Contábil (VOC) do Laudo de Avaliação de Ativos, devidamente atualizados pelos índices definidos na Resolução ANEEL 338/2008, e o Valor Novo de Reposição (VNR) aprovado e registrado nos relatórios públicos de fiscalização, conforme detalhamento da letra “a” acima.

Novamente, os números apresentados nas figuras abaixo foram multiplicados por um “fator de confidencialidade”, que mantém a proporcionalização entre todos os dados, mas impede que a concessionária seja identificada pelo volume financeiro movimentado.

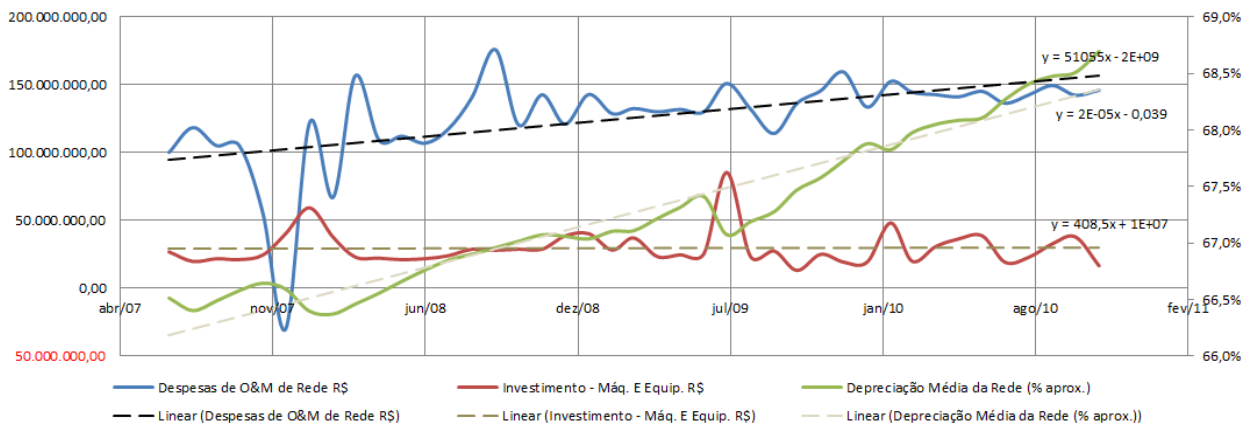


Figura 05: Plotagem dos Custos Operacionais, dos investimentos em ativos fixos regulatórios e da depreciação média da rede para a Concessionária de Distribuição “A”
 Fonte: O autor (2012)

Pode-se observar pela figura 05 que a Distribuidora “B” apresentou um volume de investimentos praticamente constante ao longo dos 41 meses analisados. É notável que estes investimentos estiveram aquém dos ativos depreciados no mesmo período, o que causou uma elevação da depreciação média de sua rede – que cresceu de 66% em julho de 2007 para quase 69% em novembro de 2010. Esta variação foi suficiente para elevar seu custo operacional (despesas de operação e manutenção) em mais de 63%, e resultou, no acumulado do período, em uma relação Investimento em Custo Operacional/Ativo Fixo de 4,24 o que significa que a empresa gasta 4 vezes mais com operação e manutenção do que investe em melhoria e extensão de rede.

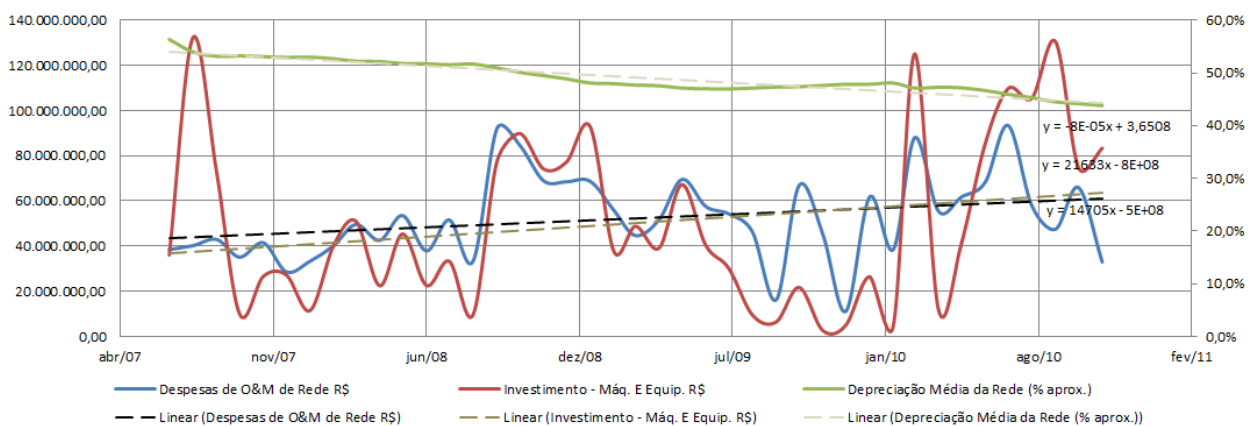


Figura 06: Plotagem dos Custos Operacionais (OPEX), dos investimentos (CAPEX) e da depreciação média da rede para a Concessionária de Distribuição “B”
 Fonte: O autor (2012)

Já a figura 06 mostra que a Distribuidora “C” investiu em sua rede em uma velocidade maior que a média de depreciação de seus ativos, que passou de 56% para menos de 44%. Este investimento foi suficiente para que seu custo operacional (despesas de operação e manutenção) crescesse apenas em igual proporção aos investimentos realizados, totalizando uma relação Investimento em Custo Operacional/Ativo Fixo acumulada de 1,04 o que significa que a empresa analisada gasta para operar a rede quase na mesma proporção do investimento que realiza em melhoria e extensão de rede.

Como sugestão para realizar um estudo mais aprofundado e mais aderente a todas as variáveis possíveis, pode-se plotar nos gráficos acima os dados de Perdas e Qualidade ao longo do tempo, de forma a entender a relação que existe entre as variáveis. No caso de uma empresa distribuidora com área de concessão extensa este estudo pode ocorrer por microrregionais, ou pelo menos segregando projetos importantes e maiores, delimitando a região de forma que se consiga enxergar a evolução dos Custos Operacionais, das Perdas e da Qualidade naquela região, comparando estes resultados com o volume de investimento realizado. Desta forma, a empresa poderia entender melhor o resultado de cada ação, guiando as futuras iniciativas de investimento “de qualidade”.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do exposto neste trabalho vemos que a Revisão Tarifária não é mais um processo burocrático pelo qual a empresa passa, mas é a fiscalização mais importante da distribuidora, e pode determinar o retorno financeiro adequado e integral dos investimentos realizados nos quatro anos anteriores ou o reconhecimento parcial destes investimentos o que geram perdas financeiras para a empresa.

Desta forma, deve haver uma equipe de monitoramento exclusiva para a Revisão Tarifária, que deve ser responsável pela integração das áreas contábil, gestão de ativos fixos, engenharia, comercial, suprimentos e regulação. Esta equipe deve monitorar o nível de investimento da empresa, objetivando renovar a rede de forma preventiva.

O objetivo da concessionária deve ser de manter seu nível de investimento sempre superior ao seu nível médio de depreciação, objetivando a renovação da rede. Este conceito reduzirá seu custo de operação, e é vantajoso já que, como vimos, o investimento é remunerado via tarifa quando realizado de forma prudente. Já para o custo operacional e as perdas há um valor-teto, havendo finalmente para a qualidade um fator de incentivo no Fator X que estimulam a constante adequação da concessionária aos limites de qualidade calculados pela ANEEL. Da mesma forma, o monitoramento contínuo dos custos incorridos pela empresa quando da realização das obras de expansão e melhoria de rede proporcionará à empresa agir de forma preventiva, documentando eventuais informações relevantes logo quando de sua ocorrência estando preparada para obter um retorno adequado sobre seus investimentos quando da Revisão Tarifária Periódica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GANIN, ANTONIO. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares e Tributários**. Rio de Janeiro: Editora CanalEnergia, 2003.

KELMAN, JERSON. **Desafios do Regulador**. São Paulo: Editora Synergia, 2009.

SILVA, EDSON LUIZ DA. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001.

TOLMASQUIM, MAURICIO T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**: Brasília, 2005.

RIBEIRO, AFONSO ASSIS. **Consolidação da Legislação do Setor Elétrico**. Curitiba: Editora Juruá, 2011.

SANTOS, PAULO EDUARDO STEELE. **Tarifas de Energia Elétrica – Estrutura Tarifária**. São Paulo: Editora Interciencia, 2011.

ERNST & YOUNG. **Utilities Unbundled. Smart World, Smart Utilities**. Berlin: Publicação Própria, 2010.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Caderno #01 de Política Tarifária**. Brasília: Publicação Própria, 2007.

BRASÍLIA. **Resolução Normativa ANEEL nº 338/2008 de 25 de novembro de 2008**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008338.pdf>>. Acessado em 24/05/2012

BRASÍLIA. **Nota Técnica ANEEL nº 091/2011-SRE/SFF de 13 de abril de 2011.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_091_brr.pdf>. Acessado em 24/05/2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil:** Brasília, 2008.

BRASÍLIA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2: Revisão Tarifária de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Submódulo 2.3 – Base de Remuneração.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/procedimentos_submodulo_2.3.pdf>. Acessado em 19/06/2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. EPE. **Informe à imprensa – Demanda de Energia Elétrica - 10 anos.** Ano base 2012. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 11/07/2012