

CARLOS WERLANG LEBELEIN

**RISCOS REGULATÓRIOS E SEUS IMPACTOS NAS EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CURITIBA

2012

CARLOS WERLANG LEBELEIN

**RISCOS REGULATÓRIOS E SEUS IMPACTOS NAS EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada ao Departamento de Contabilidade do Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná, como requisito para obtenção do título de especialista em Gestão de Riscos Corporativos.

Prof. Orientador: Antonio César Pitela.

CURITIBA

2012

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e saúde que possuo.

Agradeço aos meus pais por terem me ensinado princípios de valores e ética tão importante para a vida.

Agradeço a minha esposa e filho pela compreensão e apoio. E aos meus colegas de trabalho, colegas de turma e professores pelo companheirismo durante as aulas e no suporte para elaboração deste trabalho.

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Matriz de Riscos e Controles</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2 - Macro visão do Gerenciamento de Riscos.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4 - Agência Reguladora de Energia</i>	<i>44</i>
<i>Figura 5 - Regulação do Setor</i>	<i>46</i>
<i>Figura 6 - Detalhamento da Revisão Tarifária.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 7 - Composição da Conta de Energia Elétrica</i>	<i>58</i>
<i>Figura 8 - Simulação de indenização para concessionárias pela não renovação da concessão</i>	<i>78</i>
<i>Figura 9 - Exemplo de Metodologia de Gerenciamento de Riscos.....</i>	<i>82</i>

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 2 - Principais encargos tarifários do Setor Elétrico</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 3 - Valores dos Componentes Tarifários</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 4 - Somatório dos Componentes Tarifários</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 5 - Exemplo de Cálculo da Receita Requerida</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 6 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 7 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 8 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 9 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL</i>	<i>68</i>

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Composição da conta de luz34

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
1.1 PROBLEMA	9
1.2 OBJETIVOS	10
1.2.1 Objetivo Geral	10
1.2.2 Objetivos Específicos.....	10
1.3 JUSTIFICATIVA	10
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	12
2.1 RISCOS.....	12
2.2 CONTROLES INTERNOS.....	14
2.3 GERENCIAMENTO DE RISCOS CORPORATIVOS	16
2.4 O SETOR ELÉTRICO NACIONAL	19
2.4.1 A Estrutura do Setor	20
2.4.2 As Empresas de Distribuição de Energia Elétrica	25
2.5 A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL	35
2.5.1 Estrutura e Competência	39
2.5.2 Panorama regulatório do setor elétrico nacional.....	44
2.6 A REVISÃO TARIFÁRIA	50
2.6.1 Principais aspectos	52
3. DESENVOLVIMENTO	57
3.1 A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	57
3.2 DOS RISCOS REGULATÓRIOS.....	61
3.2.1 Da Redução do WACC.....	61
3.2.2 Das Falhas no Atendimento às normas de Regulação	63
3.2.2.1 Das Falhas na Depreciação de Ativos.....	64
3.2.2.2 Das Falhas no Banco de Preços Regulatório	65
3.2.2.3 Das Falhas na imobilização de obras	66
3.2.2.4 Das Falhas na imobilização de Ativos	68
3.2.2.5 Da Aplicação de Multas às Concessionárias	69
3.2.3 Da Não Renovação das Concessões	77
3.3 DAS MEDIDAS DE MITIGAÇÃO DE RISCOS.....	79
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
5. REFERÊNCIAS.....	85

1. INTRODUÇÃO

A legislação do setor elétrico nacional tem passado por grandes mudanças em um passado recente, principalmente a partir da década de 90 quando os principais Marcos Regulatórios do setor foram formados, compondo o modelo atual de concessões e a legislação regulatória vigente. Nessa década foi modificado o modelo originário, de um ambiente de monopólio baseado no custo, para um ambiente de competição baseado no preço e pelo desmembramento das empresas de energia elétrica em três segmentos separados: geração, transmissão e distribuição.

Durante o governo Fernando Henrique Cardoso as companhias de energia nacional, então estatais, passaram por intenso processo de reestruturação com objetivo claro de equacionar seus déficits, restaurar seus planos de investimentos e aumentar sua eficiência. Após esse processo foram criadas em 1995 e 1997, respectivamente, a Lei Geral de Concessões e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com intuito de estruturar o setor e formatar o modelo nacional de concessões.

Com a privatização de várias empresas e recuperação de sua capacidade de investimento, o setor elétrico passou por intensas mudanças e tem hoje uma estrutura formatada, com foco na eficiência, capacidade de investimento e qualidade de serviços públicos.

A criação e regulação permanente da ANEEL (2012), que tem como missão "proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade", é fator de destaque e diferencial desse setor.

Nesse ambiente, todas as atividades das empresas concessionárias de energia são reguladas por um grande arcabouço de normas setoriais, que, impactam diretamente a gestão das empresas e o rumo dos investimentos, refletindo diretamente nas decisões dos acionistas, investidores e na qualidade dos serviços prestados à sociedade.

Assim, o presente trabalho abordará de maneira descritiva os aspectos atuais da legislação, passando pelos agentes e regulação do setor, modelo de análise de riscos, tentando demonstrar os riscos regulatórios e o impacto das regras e legislação do setor elétrico nacional na gestão das empresas de distribuição de energia.

1.1 PROBLEMA

As concessionárias de distribuição de energia possuem a necessidade constante de adequação às exigências regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL preparando a gestão de suas estruturas de custos e investimentos, a fim de se adequar às normas regulatórias manter-se competitivas, eficientes e prestando serviços públicos de qualidade.

Embora as concessionárias de distribuição gozem de certa tranquilidade quanto a seu mercado cativo monopolístico, garantido por sua área pré-definida de concessão, as normas regulatórias cada vez estão se tornando uma barreira de seleção para essas empresas, no intuito de somente premiar e alavancar aquelas que mais eficientemente gerirem seu capital. Essas concessionárias, pelas vias de expansão e diversificação da área de atuação, se posicionam como agentes consolidadores no mercado de energia nacional.

Assim, o presente trabalho pretende elucidar: como as empresas podem se adequar às normas regulatórias a fim de mitigar os riscos da regulação de infrações, multas e até perda da concessão, gerando lucratividade aos seus acionistas e prestando serviços de qualidade ao consumidor e como fomentar investimentos contínuos na modernização de sua estrutura operacional a fim de atingir esses objetivos e agradar tanto aos acionistas como aos seus clientes finais.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Identificar o impacto das normas regulatórias nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, abordando os riscos da regulação nesse ambiente de negócio e a forma com que as empresas têm enfrentado esse desafio.

1.2.2 Objetivos Específicos

- *Identificar a forma de regulação que existe no mercado de energia, as principais normas existentes e seus impactos na gestão das concessionárias.*
- *Demonstrar algumas ferramentas de gestão de riscos usadas pelos profissionais de mercado.*
- *Demonstrar os principais impactos da regulação no ambiente de negócio das empresas de distribuição elétrica e a forma que a racionalização de investimentos e sua alocação eficiente pode gerar retorno aos acionistas ao mesmo tempo gerar qualidade aos consumidores finais.*

1.3 JUSTIFICATIVA

Em um mundo cada vez mais preocupado com os impactos das ações do homem na natureza e suas consequências para a vida de gerações futuras, o mercado de energia está inserido no centro das atenções, pois é impulsionado por um movimento constante em busca de eficiência, uso de fontes limpas e pouco poluentes.

Por sua vez, o mercado de distribuição de energia tem esse mesmo dilema, de forma que a regulação tem exigido das empresas uma gestão cada vez mais eficiente para atendimento das regras estipuladas e manutenção de serviços de

qualidade à uma população maior e mais exigente. Para isso as empresas têm uma necessidade crescente de investimentos na modernização de suas redes e no sentido de aumentar o atendimento a população e diminuir seus custos de manutenção.

Nesse ambiente, o presente trabalho tentará mostrar de que forma as empresas têm enfrentado esses dilemas, sobretudo a adequação as normas regulatórias, abordando o impacto que a regulação possui nesse ambiente e os riscos inerentes a esse mercado.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RISCOS

Segundo *The Institute of Internal Auditor - IIA* risco é: "a possibilidade de ocorrência de um evento que pode ter um impacto no alcance de objetivos. Os riscos são mensurados em termos de impacto e ocorrência". Assim, as empresas como um todo têm, atualmente, aumentado sua percepção quanto a importância de uma correta análise dos riscos que impactam seus objetivos de negócio e suas metas de crescimento (GLEIM, 2006).

Mais ainda, segundo AVALOS (2009, p.65) "os riscos são fatos ou acontecimentos cuja probabilidade de ocorrência é incerta. Os riscos interferem na possibilidade de a organização sobreviver, concorrer com êxito para manter seu poder financeiro e a qualidade de seus produtos e serviços. O risco é inerente aos negócios e não existe forma prática de reduzi-lo a zero".

Existem diversos tipos de riscos e formas de organização utilizadas para com eles; algumas empresas segregam os riscos por áreas e processos; outras dentro dos níveis hierárquicos das empresas: estratégico, tático e operacional.

Abaixo é descrito algumas formas de classificá-los de acordo com sua área de impacto, conforme apresentado em pesquisa realizada pela consultoria Ernst & Young¹ (2006, p.22, tradução nossa):

a) *Riscos de Compliance*: Riscos referente ao não cumprimento de normas setoriais e legislação vigente.

b) *Riscos de Crédito*: Riscos referentes a liquidez e insolvência, principalmente ligados a clientes, mas podendo ser aplicáveis também a fornecedores.

c) *Riscos de Imagem ou reputação*: Riscos referentes a imagem da empresa, marca de produtos, estão diretamente ligados a vendas e impactam as receitas da empresa, mais presentes, principalmente, em empresas de setores ligados ao consumo.

d) *Riscos de Competitividade*: Riscos ligados a novos competidores que podem afetar a participação nas vendas em determinados mercados. Podem afetar a capacidade da empresa em se manter competitiva e eficiente dentro do mercado onde está inserida.

¹ ERNST & YOUNG, 2006.

e) *Riscos de Segurança da informação: Riscos de falhas na confidencialidade das informações internas da empresa, principalmente, em setores fortemente dependentes da inovação e tecnologia. Podem impactar em perdas financeiras e quebras de direitos autorais.*

f) *Riscos de Câmbio: Riscos referentes ao mercado cambial que podem expor a empresa a problemas de solvência e cumprimento de obrigações, devido a uma variação inesperada das taxas de câmbio em moedas de referência para contratos.*

g) *Risco de Preço: Riscos referentes ao aumento inesperado de preços de determinados insumos e matérias primas relacionadas a cadeia produtiva de empresas impactando diretamente nos custos e nas margens das empresas.*

h) *Riscos Tributários: Riscos referentes a falhas no cálculo e pagamento de taxas e tributos, podendo estar relacionados a riscos de non-compliance com determinadas regras e leis.*

Conforme pesquisa realizada pela empresa Deloitte Touche Thomatsu² em parceria com Fundação Comitê de Gestão Empresarial - Funcoge (2009, p.03), 65% dos executivos de empresas do setor afirmaram considerar que o processo de gestão de riscos corporativos está implementado em suas empresas e organizações. Adicionalmente, outros 47% consideram que o principal objetivo desse processo de identificação, avaliação, monitoramento e reporte de riscos é atender às regulamentações aplicáveis ao setor.

Atualmente, as análises de avaliações de riscos são estruturadas a partir de um mapeamento de riscos ao longo dos processos das empresas, realizando sua classificação, avaliação e identificando os principais pontos de atenção e necessidades de foco, conforme abaixo.

² DELOITTE TOUCHE TOHMATSU, 2009.

Figura 1 - Matriz de Riscos e Controles

SPASA							
Relatório de Riscos e Controles							
Risco de Negócio		Atividades de Controle					
Risco	Tipo	Avaliação	Controle	Comentário	Avaliação	Periodicidade	Tipo
Processo: Compras							
R1 – Recebimento e registro de mercadorias compradas sem autorização.	Operacional	Médio	C1 - Todas as compras devem ser autorizadas via sistema por alçada competente em conformidade com a norma interna. C2 – O sistema apenas permite o recebimento e registro de mercadorias com solicitação de compras previamente cadastradas e aprovadas.		Eficaz	Diário	Preventivo / Dependente de TI

Deste levantamento, são identificados e/ou desenhados controles internos capazes de mitigar parcial ou totalmente esses riscos. A forma estruturada, na maioria dos casos, é feita utilizando-se uma matriz de riscos, como no modelo demonstrado.

2.2 CONTROLES INTERNOS

Desde o final do século XIX, mais precisamente no século XX, com a Revolução Industrial, com o aumento do dinamismo dos negócios e com as contínuas mudanças, as empresas e instituições têm cada vez mais se defrontado com desafios nos sistemas de informação e operação necessários para o bom andamento dos negócios. Esses sistemas em geral que fornecem dados, informações e variáveis sobre a situação das instituições podem ser definidos como sistemas de controles internos³ (AVALOS, 2009).

Nos dias atuais, com a existência de sistemas informatizados ERPs (Enterprise Resource Planning) que controlam desde as áreas operacionais das empresas como as áreas administrativas, os controles internos estão diretamente ligados à qualidade

³ AVALOS, 2009.

das informações geradas pelas empresas. No entanto, vale lembrar da importância dos mesmos em níveis estratégicos e táticos para resguardar as instituições quanto a segurança das informações e ajudar no processo de tomada de decisões.

Segundo o IIA controles internos podem ser definidos como sendo: "Qualquer ação tomada pela Gerência, Conselho e outras partes para gerenciar o risco e aumentar a probabilidade em estabelecer que os objetivos e metas sejam alcançadas. A Gerencia planeja, organiza e direciona a performance de ações suficientes para dar uma certeza razoável de que os objetivos e metas sejam alcançados pela empresa ou instituição" (GLEIM, 2006).

Novamente para o IIA os controles podem ser "preventivos para deter indesejáveis eventos de ocorrer, detectivos para deter ou corrigir indesejáveis eventos que já tenha ocorrido, ou ainda diretivos para encorajar ou causar a ocorrência de um evento desejável" (GLEIM, 2006).

Segundo a metodologia do The Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission - COSO (2007, p.67) para o Gerenciamento de Riscos Corporativos os controles estão inseridos dentro de "Atividades de Controles" as quais são definidas como "Políticas e Procedimentos estabelecidos e implementados para assegurar que as respostas aos riscos selecionadas pela administração sejam executadas com eficácia". Possuem como meta principal a manutenção da organização no cumprimento de seus objetivos estratégicos. Dentre essas atividades de controle pode-se destacar as seguintes:

- 1. Revisões de Indicadores da Alta Direção e indicadores de qualidade: Geralmente relacionada a indicadores de custos, orçamentos, índices econômico-financeiros entre períodos atuais e anteriores que possuem como resultado a execução de iniciativas para melhorar/manter esses indicadores de acordo com os objetivos da empresa. Os indicadores de qualidade podem estar relacionados a indicadores operacionais de desempenho, porém em um nível hierarquicamente inferior de análise que ao da alta administração.*
- 2. Administração Funcional Direta ou de Atividade: Como as revisões de indicadores da Alta Direção os gestores por meio de relatórios e informações atuam diretamente no cumprimento de políticas ou normas regulatórias e na revisão de atividades, com intuito de manter as práticas dentro dos padrões estabelecidos.*
- 3. Controles Físicos e de Processamento das Informações: Controles físicos são geralmente utilizados para comparação com valores registrados em sistemas e documentos, como em almoxarifados e estoque, tesouraria, títulos, entre outros. Para os*

referentes ao processamento das informações têm por objetivo avaliar e garantir a eficácia das informações processadas e registradas, podem ainda ser completamente automáticos e ou manuais.

4. *Segregação de Funções*: Consiste em uma forma de controle de atribuição de funções com intuito de evitar o risco de uma mesma pessoa possuir acesso a transações ou atribuições conflitantes entre si, e, que desta forma representem na exposição demasiada a riscos de erros e fraudes.

5. *Política e Procedimentos*: Conjunto de regras, procedimentos e diretrizes que visam a manutenção e padronização das atividades dentro de uma empresa ou instituição. Essas visam guiar seus profissionais dentro dos modelos e dos valores estabelecidos pela alta administração para direcionar seus negócios e sua atuação.

2.3 GERENCIAMENTO DE RISCOS CORPORATIVOS

Dentre as metodologias existentes que abordam sistematicamente o processo de gestão e gerenciamento de riscos corporativos, a mais conhecida e utilizada é o do COSO. Por meio desta metodologia ou sistemática, o COSO tem por objetivo ajudar as empresas a avaliar e aperfeiçoar seus sistemas de controles internos e mitigar a ocorrência e o impacto dos principais riscos de negócios das organizações.

Para o COSO: (2007, p. 03)

A premissa inerente ao gerenciamento de riscos corporativos é que toda organização existe para gerar valor às partes interessadas. Todas as organizações enfrentam incertezas, e o desafio de seus administradores é determinar até que ponto aceitar essa incerteza, assim como definir como essa incerteza pode interferir no esforço para gerar valor às partes interessadas. Incertezas representam riscos e oportunidades, com potencial para destruir ou agregar valor. O gerenciamento de riscos corporativos possibilita aos administradores tratar com eficácia as incertezas, bem como os riscos e as oportunidades a elas associadas, a fim de melhorar a capacidade de gerar valor.

Assim, o gerenciamento de riscos corporativos é definido como sendo: "um processo conduzido em uma organização pelo conselho de administração, diretoria e demais empregados, aplicado no estabelecimento de estratégias, formuladas para identificar em toda a organização eventos em potencial, capazes de afetá-la, e administrar os riscos de modo a mantê-los compatível com o apetite a risco da

organização e possibilitar garantia razoável do cumprimento dos seus objetivos." (COSO, 2007)

Ainda de acordo com PICKETT (2003, p.56), o gerenciamento de risco pode ser definido como:

"[...] risk management is a dynamic process for taking all reasonable steps to find out and deal with risks that impact on our objectives. Organizational resources and processes are aligned to handle risk wherever it has been identified."

Sendo assim, o referido autor relaciona, diretamente ao processo de gerenciamento de riscos, a capacidade de identificação e gestão de recursos que possam controlar os riscos e seus impactos nos objetivos estratégicos das empresas e instituições.

Estendendo ainda o assunto sobre os vários conceitos referentes ao Gerenciamento de Riscos, a empresa de consultoria Ernst & Young⁴ (2006, p.02) define o gerenciamento de riscos como sendo:

"A systematic and structured way of aligning an organization's approach to risk and its strategy, helping the business to manage uncertainty more effectively, minimize threats and maximize opportunity."

Assim, o gerenciamento de riscos é tratado como uma forma estruturada e sistemática de análise de riscos para tratamento de ameaças ao cumprimento dos objetivos estratégicos da empresa diminuindo as ameaças e potencializando oportunidades para melhoria dos negócios.

Desta forma, se faz necessária a essa estrutura de análise o entendimento do contexto de negócio que as empresas em questão estão envolvidas. Como exemplo, é fácil dimensionar que as empresas de distribuição de energia estão inseridas em um contexto e mercado altamente regulado pelo governo, estando claramente os riscos regulatórios e de não cumprimento de regras setoriais estipuladas pelo governo e suas autarquias e representa uma clara ameaça aos objetivos estratégicos dessas empresas. Da mesma forma, um gerenciamento adequado dessas ameaças pode representar uma vantagem competitiva podendo alçar as

⁴ ERNST & YOUNG, 2006.

empresas mais preparadas para se tornarem players consolidadores de mercado e crescerem com ganho de participação de mercado em relação às demais concorrentes.

Na figura abaixo está representado o fluxo de informações e o planejamento para uma abordagem de Gerenciamento de Riscos, de uma forma geral e macro do processo com um todo.

Figura 2 - Macro visão do Gerenciamento de Riscos



Fonte: Ernst & Young⁵

Analisando a Macro visão do processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos - GRC é demonstrada claramente a necessidade do entendimento do negócio, e alinhamento do GRC com os objetivos estratégicos das empresas, entendendo o contexto que a mesma está inserida e os riscos inerentes que fazem parte do seu negócio. Tendo por base esse entendimento é feita a análise dos riscos e de seus controles para mitigação, realizando o tratamento adequado dessas ameaças e identificando oportunidades de melhoria dentro dos processos analisados.

Finalmente, tem-se a fase de monitoramento contínuo desse ambiente geral de riscos e controles, que permite a empresa possuir uma forma estruturada de

⁵ ERNST & YOUNG, 2005.

assegurar que seus objetivos possam ser cumpridos, gerenciando adequadamente as ameaças e potencializando as oportunidades identificadas.

2.4 O SETOR ELÉTRICO NACIONAL

Definindo o gerenciamento de riscos corporativos é importante entender como funcionam as principais regulações do setor de distribuição de energia elétrica e quais e como estão dispostos os agentes dentro dessa complexa estrutura.

Nos anos de 2003 e 2004, após a criação da Lei Geral de Concessões, da Agência Nacional de Energia Elétrica e do saneamento das empresas de energia, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, Mercado Atacadista de Energia, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia - MME e a ampliação da autonomia do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais, conforme CCEE⁶ (2012):

- 1. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;*
- 2. Promover a modicidade tarifária;*
- 3. Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.*

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

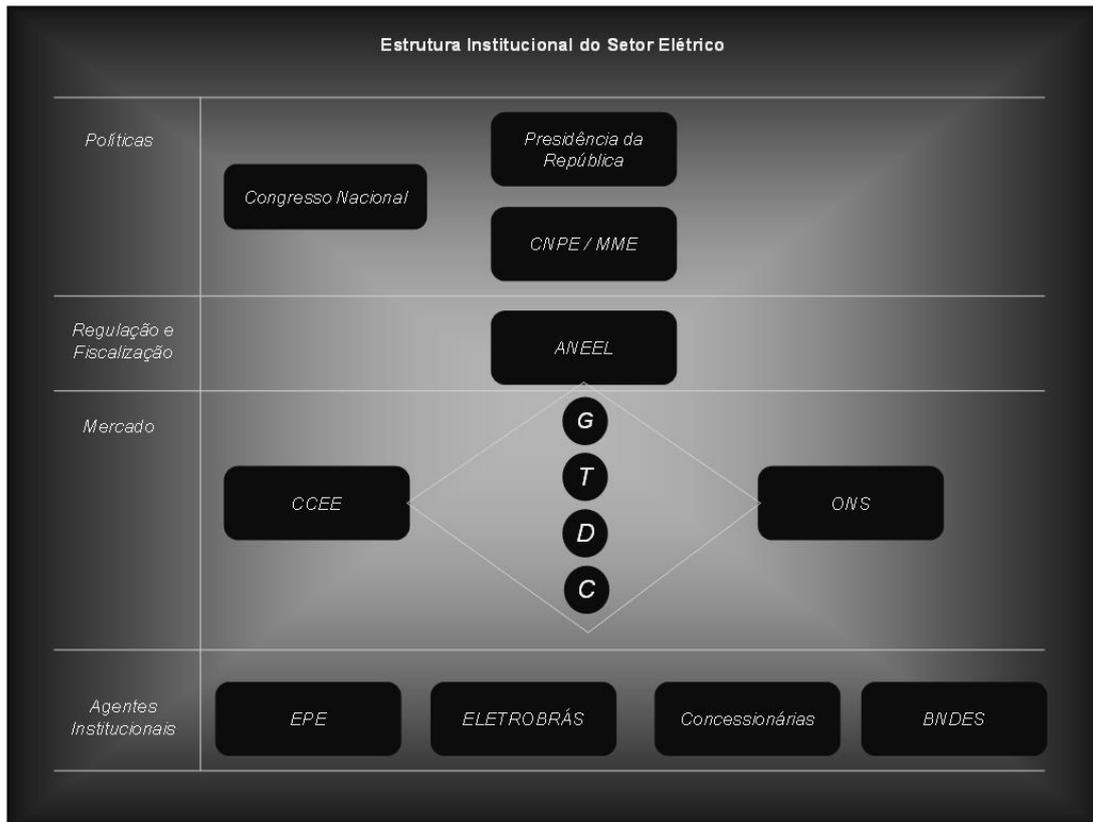
A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

2.4.1 A Estrutura do Setor

Abaixo é apresentado um demonstrativo da estrutura atual do setor e suas principais instituições e agentes, separados em grupos dentro da principal atribuição de cada um deles.

⁶ CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, acessos em janeiro e julho de 2012.

Figura 3 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico



Fonte: Atlas de Energia Elétrica - ANEEL, 2009. (Adaptado)

a) Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética possui estrutura e o funcionamento atribuído pela Decreto Lei N° 3520, de 21 de Junho de 2000, abaixo citado:

Art. 1º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes princípios:

- a) preservação do interesse nacional;*
- b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;*
- c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;*
- d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;*

e) *garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;*

f) *incremento da utilização do gás natural;*

g) *identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;*

h) *utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;*

i) *promoção da livre concorrência;*

j) *atração de investimentos na produção de energia;*

l) *ampliação da competitividade do País no mercado internacional;*

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do art. 73 da Lei nº 9.478, de 1997;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

Assim, as principais atribuições e funções do CNPE são: o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e a definição das diretrizes para programas específicos do setor.

b) Ministério de Minas e Energia - MME

Trata-se do poder concedente, o qual é encarregado da formulação, planejamento e da implementação de ações governamentais no âmbito da polícia energética nacional.

c) Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Conforme Artigo 2º da Lei 10.847 de 15 de março de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética tem por finalidade "prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras".

d) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE foi criado pela Lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

e) Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, sendo responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Possui como missão: operar o Sistema Interligado Nacional de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país.

f) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE começou a operar em 10 de novembro de 2004 - regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas

externamente. As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

g) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Por fim, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME , foi criada pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

Assim, cabe a ANEEL regulamentação do setor de distribuição de energia zelando pela qualidade do sistema e fiscalizando as empresas para cumprimento da legislação setorial.

h) Eletrobrás

A Eletrobrás controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica e Eletronuclear. A empresa possui ainda 50% da Itaipu Binacional e também controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, o maior de seu gênero no Hemisfério Sul.

A Eletrobrás dá suporte a programas estratégicos do governo federal, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel⁷.

⁷ ELETROBRÁS, acessos em fevereiro de 2012.

2.4.2 As Empresas de Distribuição de Energia Elétrica

As empresas de distribuição de energia elétrica são responsáveis pela conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte, alimentam consumidores residenciais e consumidores industriais de médio e pequeno porte, consumidores comerciais e de serviços. Além delas, existem também as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte e com baixo número de consumidores, que transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os seus associados.

Em dados de 2008 (ANEEL), foram relacionadas 53 dessas cooperativas que, espalhadas por diversas regiões do país, atendem a pequenas comunidades. O mercado de distribuição de energia elétrica, conta ainda com 64 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras no país, relacionadas a seguir:

Tabela 1 - Relação das Concessionárias de Distribuição de Energia

Sigla	Nome Completo	Grupo Controlador	Cidade	Estado
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	Eletrobrás	Rio Branco	AC
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	Eletrobrás	Maceió	AL
MANAUS-ENERGIA	Manaus Energia S/A	Eletrobrás	Manaus	AM
CEAM	Companhia Energética do Amazonas	-	Manaus	AM
CEA	Companhia Energética do Amapá	Governo Estadual	Macapá	AP
COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia	Grupo Neoenergia	Salvador	BA
COELCE	Companhia Energética do Ceará	Endesa - Espanha	Fortaleza	CE
CEB-DIS	Companhia Energética de Brasília	Companhia Energética de Brasília	Brasília	DF
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas SA	Energias do Brasil - Portugal	Vitória	ES

<i>ELFSM</i>	<i>Empresa Luz e Força Santa Maria S/A</i>	-	<i>Colatina</i>	<i>ES</i>
<i>CELG-D</i>	<i>CELG Distribuição S/A</i>	<i>Governo Estadual</i>	<i>Goiânia</i>	<i>GO</i>
<i>CHESP</i>	<i>Companhia Hidroelétrica São Patrício</i>	-	<i>Ceres</i>	<i>GO</i>
<i>CEMAR</i>	<i>Companhia Energética do Maranhão</i>	<i>Grupo Equatorial Energia</i>	<i>São Luís</i>	<i>MA</i>
<i>DMEPC</i>	<i>Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas</i>	<i>Prefeitura Municipal</i>	<i>Poços de Caldas</i>	<i>MG</i>
<i>CEMIG-D</i>	<i>CEMIG Distribuição S/A</i>	<i>Governo Estadual</i>	<i>Belo Horizonte</i>	<i>MG</i>
<i>EMG</i>	<i>Companhia Força e Luz Cataguases Leopoldina</i>	<i>Grupo Energisa</i>	<i>Cataguases</i>	<i>MG</i>
<i>ENERSUL</i>	<i>Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul S/A</i>	<i>Grupo Rede</i>	<i>Campo Grande</i>	<i>MS</i>
<i>CEMAT</i>	<i>Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.</i>	<i>Grupo Rede</i>	<i>Cuiabá</i>	<i>MT</i>
<i>CELPA</i>	<i>Centrais Elétricas do Pará S.A.</i>	<i>Grupo Rede</i>	<i>Belém</i>	<i>PA</i>
<i>EBO</i>	<i>Companhia Energética da Borborema</i>	<i>Grupo Energisa</i>	<i>Campina Grande</i>	<i>PB</i>
<i>EPB</i>	<i>Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba</i>	<i>Grupo Energisa</i>	<i>João Pessoa</i>	<i>PB</i>
<i>CELPE</i>	<i>Companhia Energética de Pernambuco</i>	<i>Grupo Neoenergia</i>	<i>Recife</i>	<i>PE</i>
<i>CEPISA</i>	<i>Companhia Energética do Piauí</i>	<i>Eletrobrás</i>	<i>Teresina</i>	<i>PI</i>
<i>COPEL-DIS</i>	<i>Companhia Paranaense de Energia Elétrica</i>	<i>Governo Estadual</i>	<i>Curitiba</i>	<i>PR</i>
<i>CFLO</i>	<i>Companhia Força e Luz do Oeste</i>	<i>Grupo Rede</i>	<i>Guarapuava</i>	<i>PR</i>
<i>COCEL</i>	<i>Companhia Campolarguense de Energia</i>	-	<i>Campo Largo</i>	<i>PR</i>
<i>FORCEL</i>	<i>Força e Luz Coronel Vivida Ltda</i>	-	<i>Coronel Vivida</i>	<i>PR</i>
<i>ENF</i>	<i>Companhia de Eletricidade Nova Friburgo</i>	<i>Grupo Energisa</i>	<i>Rio de Janeiro</i>	<i>RJ</i>
<i>LIGHT</i>	<i>Light S/A</i>	<i>Rio Minas Energia</i>	<i>Rio de Janeiro</i>	<i>RJ</i>
<i>AMPLA</i>	<i>Ampla Energia e Serviços S/A</i>	<i>Endesa - Espanha</i>	<i>Niterói</i>	<i>RJ</i>
<i>COSERN</i>	<i>Companhia Energética do Rio Grande do Norte</i>	<i>Grupo Neoenergia</i>	<i>Natal</i>	<i>RN</i>
<i>CERON</i>	<i>Centrais Elétricas de Rondônia S/A</i>	<i>Eletrobrás</i>	<i>Porto Velho</i>	<i>RO</i>
<i>Boa Vista</i>	<i>Boa Vista Energia S/A</i>	<i>Eletrobrás</i>	<i>Boa Vista</i>	<i>RR</i>

CER	Companhia Energética de Roraima	-	Boa Vista	RR
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
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
ESE	Empresa Energética de Sergipe	Grupo Energisa	Aracaju	SE
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	-	Estância	SE
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
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
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Grupo Rede	Palmas	TO

Fonte: ANEEL, 2009. (Adaptado)

O atual controle acionário dessas companhias pode ser estatal ou privado. Sendo estatais, os acionistas majoritários são o governo federal, estaduais e ou municipais. Já para os grupos de controle das várias empresas privadas existem participações de investidores nacionais, norte-americanos, espanhóis e portugueses.

Segundo a ANEEL (2008, p.23), "as concessionárias de distribuição funcionam como a ligação entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, 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 à unidade 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)."

Os direitos e obrigações dessas companhias são estabelecidos nos Contratos 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.

O cumprimento dos Contratos de Concessão e as atividades desenvolvidas são estritamente reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. O objetivo da Agência é, de um lado, assegurar ao consumidor, o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade e, de outro, garantir à distribuidora o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do Contrato de Concessão.

Entre as variáveis reguladas pela Agência estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado – tanto do ponto de vista técnico quanto de atendimento ao consumidor. Como exemplo dessas variáveis de qualidade, pode-se citar os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e o Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC que medem, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções no fornecimento.

De acordo com a ANEEL (2008, p.24) em 1997 o DEC médio no país foi de 27,19 minutos e, em 2007, havia recuado para 16,08 minutos. Quanto ao FEC, em 1997 foi de 21,68 vezes e, em 2007, de 11,72 vezes.

Além de responder pelo atendimento ao cliente final, as distribuidoras desenvolvem programas especiais compulsórios com foco no consumidor. Alguns deles 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 Baixa Renda, com tarifas diferenciadas para consumidores que atendem a determinadas especificidades de consumo e renda, o Luz para Todos que faz parte de programas de universalização e regularização de ligações clandestinas, acesso ilegal à energia elétrica sem o pagamento da correspondente fatura e se configuram legalmente como crime.

As distribuidoras também são responsáveis pela implementação de projetos de eficiência energética e de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), sendo obrigadas a destinar um percentual mínimo de suas receitas operacionais líquidas a essas atividades. Embora para ser implementadas, dependem da aprovação da ANEEL.

Pela legislação vigente, Lei no 11.465/2007, até o final de 2010 esse percentual é de 0,5% tanto para eficiência energética quanto para P&D.

Art. 1º As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final, observado o seguinte:

I – até 31 de dezembro de 2010, os percentuais mínimos definidos no caput deste artigo serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia;

[...]

III – a partir de 1º de janeiro de 2011, para as concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1.000 (mil) GWh por ano, o percentual mínimo a ser aplicado em programas de eficiência energética no uso final poderá ser ampliado de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) para até 0,50% (cinquenta centésimos por cento);

[...]

O total de recursos aplicados entre 1998 e 2007 em programas de Pesquisa e Desenvolvimento por todas as empresas do setor, incluindo as transmissoras e geradoras, foi de R\$ 1,3 bilhão (ANEEL, 2008).

No que diz respeito ao faturamento, as empresas de distribuição emitem as faturas registrando a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior e medida em kWh (quilowatt-hora). Esse valor referente ao volume de energia consumido e 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, nem sempre são transparentes ao consumidor e têm aplicação específica. Já os tributos são claramente destinados ao governo. Por fim, a parcela que fica com a distribuidora, somente essa, 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.

Até a década de 90, o modelo de tarifação era composto pela adoção de 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 N° 8.631, as tarifas passaram a ser fixadas por empresa, conforme características específicas de cada área de concessão. 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.

Lei N° 8.631/1993

Art. 1º Os níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais serão propostos pelo concessionário, ao Poder Concedente, que os homologará, observado o disposto nesta Lei.

§ 1º A ausência de manifestação de inconformidade do Poder Concedente, no prazo de quinze dias após a apresentação da proposta pelo concessionário, representará a homologação da mesma.

§ 2º Os níveis das tarifas a que se refere o "caput" deste artigo corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

§ 3º No custo do serviço mencionado no parágrafo anterior, além dos custos específicos dos concessionários públicos e privados, serão obrigatoriamente incluídos os valores relativos aos preços de energia elétrica comprada aos concessionários supridores, inclusive o transporte da energia gerada pela ITAIPU BINACIONAL, os relativos às quotas anuais da Reserva Global de Reversão - RGR, ao rateio do custo de combustíveis e às compensações financeiras pela utilização de recursos hídricos devidos por usinas próprias.

§ 4º Respeitado o valor médio das tarifas de fornecimento, devidamente homologado na forma do disposto neste artigo, fica facultado ao concessionário distribuidor promover alterações

compensatórias entre os níveis das tarifas de fornecimento relativos a cada classe de consumidor final.

Art. 2º Os níveis das tarifas a serem praticadas no suprimento de energia elétrica serão propostos pelo concessionário supridor e homologados pelo Poder Concedente, como dispõe esta Lei.

§ 1º A ausência de manifestação de inconformidade do Poder Concedente, no prazo de quinze dias após a apresentação da proposta pelo concessionário, representará a homologação da mesma.

§ 2º Os níveis das tarifas a que se refere o "caput" deste artigo corresponderão aos valores necessários para cobertura do custo do serviço de cada concessionário supridor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

§ 3º No custo do serviço mencionado no parágrafo anterior, serão obrigatoriamente incluídos os valores relativos às quotas anuais da Reserva Global de Reversão - RGR e às compensações financeiras pela utilização de recursos hídricos.

§ 4º As tarifas de suprimento terão vigência sobre os consumos e demandas ocorridos a partir da data de sua homologação pelo Poder Concedente.

[...]

Art. 4º Os concessionários reajustarão periodicamente os valores das tarifas mediante a utilização de fórmulas paramétricas e respectivos índices, conforme o que dispuser o regulamento desta Lei.

Art. 5º A revisão dos níveis das tarifas obedecerá a legislação específica.

[...]

Assim, os encargos setoriais são custos inseridos sobre o valor da tarifa de energia elétrica, como forma de subsídio, para desenvolver e financiar programas do setor elétrico definidos pelo Governo Federal. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica. Como são contribuições definidas em leis aprovadas pelo Congresso Nacional, são utilizados para determinados fins específicos, conforme elencado a seguir os principais.

Tabela 2 - Principais encargos tarifários do Setor Elétrico

Encargo	Finalidade	Valores (R\$ Mil)
<i>CCC Conta de Consumo de Combustíveis</i>	<i>Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados).</i>	<i>2.871</i>
<i>CDE Conta de Desenvolvimento energético</i>	<i>Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.</i>	<i>2.470</i>
<i>RGR Reserva Global de Reversão</i>	<i>Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico</i>	<i>1.317</i>
<i>CFURH Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos</i>	<i>Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica</i>	<i>1.244</i>
<i>P&D Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética</i>	<i>Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.</i>	<i>667</i>
<i>PROINFA</i>	<i>Subsidiar as fontes alternativas de energia</i>	<i>635</i>
<i>TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica</i>	<i>Prover recursos para o funcionamento da ANEEL</i>	<i>327</i>
<i>ESS Encargos de Serviços do Sistema</i>	<i>Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional</i>	<i>86</i>
Total		9.617

Fonte: ANEEL, 2008.

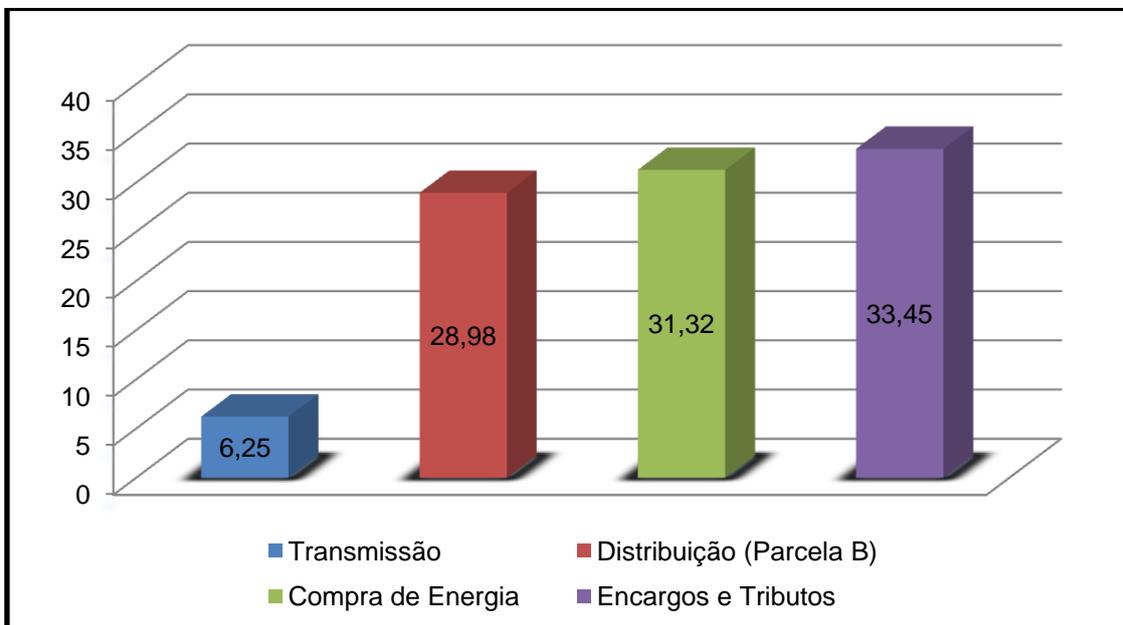
Alguns encargos têm, por exemplo, o objetivo de incentivar o uso de fontes alternativas. Outros contribuem para a universalização do acesso à energia elétrica e para reduzir o valor da conta mensal dos consumidores localizados em áreas remotas do país, como a região norte, abastecida por usinas a óleo diesel e não conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Cada encargo é justificável, se avaliado individualmente. Entretanto, quando considerado o seu conjunto, pressionam a tarifa, e, conseqüentemente, a capacidade de pagamento do consumidor. Em 2007, eles representaram cerca de R\$ 11 bilhões. Já os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao Poder Público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades (ANEEL, 2008).

Sobre as contas mensais de energia elétrica incidem os seguintes tributos: Programas de Integração Social - PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, federal; Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, estadual; Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP, municipal.

O Gráfico a seguir mostra a composição de uma conta mensal de energia elétrica no valor de R\$100.

Gráfico 1 - Composição da conta de luz



Fonte: ANEEL, 2008 (adaptado).

Conforme determina a ANEEL (2012), as distribuidoras possuem suas regras de atuação estabelecidas nos contratos de concessão:

"Os contratos de concessão assinados entre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Da mesma forma, define penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades⁸."

⁸ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, acesso em 01 jan. 2012.

Os Contratos de Concessão preveem três mecanismos de atualização tarifária: Reajuste Anual, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária.

O Reajuste Tarifário restabelece o poder de compra da receita da concessionária, segundo uma fórmula prevista 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.

A Revisão Tarifária Periódica 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.

Já a Revisão Tarifária Extraordinária destina-se a atender casos muito especiais de desequilíbrio justificado. Pode ocorrer a qualquer tempo, quando um evento imprevisível afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão⁹ (ANEEL, 2008).

Nos próximos capítulos serão abordados, especificamente e com mais detalhes, o papel da ANEEL nas suas fiscalizações e os principais aspectos da Revisão Tarifária nas concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

2.5 A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica segundo a legislação e as diretrizes do Governo federal, foi criada pela Lei Nº 9.427 de 1996, conforme abaixo descrito no seus primeiros artigos:

Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e

⁹ Atlas de Energia Elétrica - ANEEL, 2008.

Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1o, compete à ANEEL: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

V - dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;

VI - fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6º do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

VII - articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

VIII - estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

IX - zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes

do setor de energia elétrica; (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses. (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

XII - estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando a universalização do uso da energia elétrica;

XIII - efetuar o controle prévio e a posteriori de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato.

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do caput deste artigo; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos art. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

Parágrafo único. No exercício da competência prevista nos incisos VIII e IX, a ANEEL deverá articular-se com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça. (Parágrafo único acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

Art. 3º- A Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente: (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do caput deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a ANEEL. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do caput deste artigo, o Poder Concedente delegará à ANEEL a operacionalização dos procedimentos licitatórios. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

§ 4º O exercício pela ANEEL das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004).

[...]

Assim, a ANEEL¹⁰ (2012) tem como missão principal: “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”.

No Plano Plurianual - PPA¹¹ do Governo Federal (2000), consta a responsabilidade da ANEEL pelo programa de Qualidade do Serviço de Energia Elétrica, cujo objetivo geral é “garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, com qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária”. O objetivo específico do mesmo programa é “propiciar condições para que o mercado de energia elétrica se desenvolva, com equilíbrio entre seus agentes, com foco na modicidade tarifária, universalização, qualidade e continuidade dos serviços”.

2.5.1 Estrutura e Competência

Conforme artigo 3º do capítulo I do Decreto Nº 2.335 de 1997, que regulamenta a Lei Nº 9.427 de 1996, que criou a ANEEL e determina a sua "Natureza e Finalidade", a Agência tem as seguintes atribuições:

Art. 3º 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:

I - prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações e canais que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade;

II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;

III - adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos;

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;

V - criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e

¹⁰ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, acesso em 01 jan. 2012.

¹¹ Plano Plurianual 2000-2003 do Governo Federal Brasileiro. A partir do plano plurianual seguinte a responsabilidade passou a ser o Ministério de Minas e Energia, no entanto por meio de índices e participação direta da ANEEL e suas fiscalizações.

autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato;

VI - adoção de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, urbanas e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais;

VII - educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica;

VIII - promoção da execução indireta, mediante convênio, de atividades para as quais os setores públicos estaduais estejam devidamente capacitados;

IX - transparência e efetividade nas relações com a sociedade.

A gestão da ANEEL é feita por uma diretoria colegiada, formada por um diretor-geral e quatro diretores, indicados pelo presidente da República e aprovados pelo Senado federal, com mandatos de quatro anos, sendo permitida a recondução por igual período.

O trabalho técnico está organizado em 20 superintendências, que atuam na regulação econômica, da geração, da transmissão, da distribuição e da comercialização, na concessão de empreendimentos do setor, na fiscalização da qualidade, das obras de geração e econômico-financeira, no estabelecimento dos procedimentos de mercado, na condução do programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, no relacionamento com a sociedade e na gestão administrativa.

Cabe ainda o destaque para o artigo 4º do capítulo II do Decreto Nº 2.335 de 1997, que determina como Competência da Agência:

Art. 4º À ANEEL compete:

I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;

II - incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

III - propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;

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

V - regular e fiscalizar a conservação e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, bem como a utilização dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

VI - regular e fiscalizar, em seu âmbito de atuação, a geração de energia elétrica oriunda de central nuclear;

VII - aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;

VIII - fixar critérios para cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos, de modo a garantir aos requerentes o livre acesso, na forma da lei;

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;

X - atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;

XI - autorizar a transferência e alteração de controle acionário de concessionário, permissionário ou autorizado de serviços ou instalações de energia elétrica;

XII - autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;

XIII - articular-se com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural para elaboração de critérios de fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

XIV - fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;

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;

XVII - intervir, propor a declaração de caducidade e a encampação da concessão de serviços e instalações de energia elétrica, nos casos e condições previstos em lei e nos respectivos contratos;

XVIII - estimular a organização e operacionalização dos conselhos de consumidores e comissões de fiscalização periódica compostas de representantes da ANEEL, do concessionário e dos usuários, criados pelas Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, e 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

XIX - dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus

consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

XX - articular-se com outros órgãos reguladores do setor energético e da administração federal sobre matérias de interesse comum;

XXI - promover a articulação com os Estados e Distrito Federal para o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a Política Nacional de Recursos Hídricos;

XXII - dar suporte e participar, em conjunto com outros órgãos, de articulação visando ao aproveitamento energético dos rios compartilhados com países limítrofes;

XXIII - estimular e participar das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico necessárias ao setor de energia elétrica;

XXIV - promover intercâmbio com entidades nacionais e internacionais;

XXV - estimular e participar de ações ambientais voltadas para o benefício da sociedade, bem como interagir com o Sistema Nacional de Meio Ambiente em conformidade com a legislação vigente, e atuando de forma harmônica com a Política Nacional de Meio Ambiente;

XXVI - determinar o aproveitamento ótimo do potencial de energia hidráulica, em conformidade com os §§ 2º e 3º do art. 5.º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XXVII - diminuir os limites de carga e tensão de consumidores, para fins de escolha do seu fornecedor de energia elétrica, nos termos do § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995;

XXVIII - expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos;

XXIX - extinguir a concessão e a permissão de serviços de energia elétrica, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato;

XXX - elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;

XXXI - emitir atos de autorização para execução e exploração de serviços e instalações de energia elétrica;

XXXII - celebrar, gerir, rescindir e anular os contratos de concessão ou de permissão de serviços de energia elétrica e de concessão de uso de bem público relativos a potenciais de energia hidráulica, bem como de suas prorrogações;

XXXIII - organizar e manter atualizado o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades estratégicas do serviço de energia elétrica e do aproveitamento da energia hidráulica;

XXXIV - expedir as autorizações para a realização de estudos, anteprojetos e projetos, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 28 da Lei nº

9.427, de 1996, e do art. 1º da Lei nº 6.712, de 5 de novembro de 1979, estipulando os valores das respectivas cauções;

XXXV - declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou de instituição de servidão administrativa, dos bens necessários à execução de serviço ou instalação de energia elétrica, nos termos da legislação específica;

XXXVI - desenvolver atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica e promover seu gerenciamento nos termos da legislação vigente;

XXXVII - cumprir e fazer cumprir o Código de Águas, na área de sua responsabilidade;

XXXVIII - regulamentar e supervisionar as condições técnicas e administrativas necessárias à descentralização de atividades;

XXXIX - celebrar convênios de cooperação, em especial com os Estados e o Distrito Federal, visando à descentralização das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização, mantendo o acompanhamento e avaliação permanente da sua condução;

XL - definir e arrecadar os valores relativos à compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, nos termos da legislação vigente, fiscalizando seu recolhimento;

XLI - arrecadar os valores relativos aos "royalties" devidos pela Itaipu Binacional ao Brasil e de outros aproveitamentos binacionais, nos termos dos regulamentos próprios definidos em acordos internacionais firmados pelo Governo brasileiro e fiscalizar seus recolhimentos e utilizações;

XLII - apurar e arrecadar os valores da taxa de fiscalização instituída pela Lei nº 9.427, de 1996, na conformidade do respectivo regulamento;

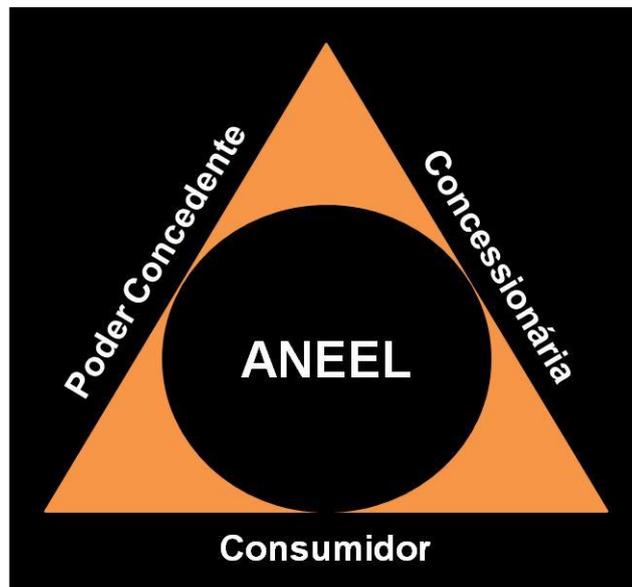
XLIII - fixar os valores da cota anual de reversão, da cota das contas de consumo de combustíveis fósseis, das cotas de reintegração dos bens e instalações em serviço e outras transferências de recursos aplicadas ao setor de energia elétrica, e fiscalizar seus recolhimentos e utilizações, quando for o caso.

Parágrafo único. A ANEEL providenciará os ajustes e modificações nos regulamentos de sua competência, em função de mudanças estabelecidas pela legislação superveniente.

Desta forma, a Agência tem papel de regular e fiscalizar a qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas, preservando sempre a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses.

Sua responsabilidade inclui a manutenção do equilíbrio entre os 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.

Figura 4 - Agência Reguladora de Energia



Também é responsável pela criação de um ambiente que incentive o investimento de forma a garantir o retorno financeiro dos concessionários e a oferta plena de energia elétrica a todos os segmentos da sociedade, promovendo assim, o desenvolvimento econômico do país e a redução das desigualdades regionais.

2.5.2 Panorama regulatório do setor elétrico nacional

Como descrito anteriormente, a ANEEL possui papel preponderante na fiscalização nas concessionárias de energia elétrica com objetivo de regular o mercado, e ao mesmo tempo garantir a universalidade de atendimento e qualidade dos serviços prestados aos consumidores dentro de um equilíbrio econômico-financeiro entre estes e as empresas de energia.

Para tanto, a ANEEL edita quatro tipos de atos regulatórios (2011, p.34): resoluções normativas, resoluções autorizativas, resoluções homologatórias e despachos, conforme descrito a seguir:

a) As resoluções normativas aprovam regras e procedimentos técnicos comerciais e disciplinam os leilões de energia.

b) As autorizativas são utilizadas pela Agência para permitir aos agentes do setor o desempenho de atividades ou a realização de determinados atos, tais como o ingresso de novas empresas no mercado ou a realização de melhorias nas instalações dos empreendimentos existentes.

c) Por meio das resoluções homologatórias, a ANEEL reconhece a legalidade de atos jurídicos como a validação de novos contratos decorrentes de contratos de concessão existentes, bem como a concessão de reajustes e revisões tarifárias.

d) Já os despachos são utilizados para realizar o detalhamento técnico dos atos mencionados anteriormente, bem como para aprovar projetos e programas de pesquisa e registrar ou homologar contratos de compra e venda de energia.

Todos os atos que afetam direitos econômicos dos agentes do setor elétrico ou dos consumidores são precedidos de audiências e ou consultas públicas para recepção de contribuições dos interessados (ANEEL , 2011).

Ainda, conforme a ANEEL (2011, p.34) as atividades de regulação dividem-se em três grupos: regulação técnica de padrões de serviço (geração, transmissão, distribuição e comercialização), regulação econômica (tarifas e mercado) e regulamentação dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética. Essas ações são destinadas aos agentes do setor (geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores), aos consumidores cativos e livres, aos produtores independentes e aos autoprodutores de energia.

Assim, de uma forma geral o quadro abaixo descreve as principais modificações ocorrida no modelo de regulação adotado no setor elétrico brasileiro nos últimos anos, alterações essas realizados por meio dos instrumentos legais citados anteriormente e que refletiram diretamente ou indiretamente nos mecanismos de controle e atualização tarifária das empresas de distribuição de energia.

Figura 5 - Regulação do Setor

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: ANEEL, 2009. (Adaptado)

Na metade da década de 90 o setor elétrico convivia com dúvidas sobre a existência de recursos suficientes para dar continuidade à expansão da geração, esta predominantemente formada por empresas estatais, devido a não existência de regras de mercado estabelecidas, além de mecanismos necessários para atrair investimentos da iniciativa privada. Sendo assim, o capital privado encontrava-se desestimulado para participar desse mercado, fator preocupante em um setor que possui por característica a necessidade intensivamente de capital.

A mudança de papel do Estado no mercado de energia, deixando de ser executor para se tornar regulador, passou pela criação e estruturação de um órgão suficientemente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico brasileiro, além de ter autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes. Assim, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 1996, foi um marco histórico na reforma regulatória do setor elétrico brasileiro.

Nos início dos anos 2000, ainda sob processo de reestruturação do modelo, com dificuldades de investimento em geração e, principalmente, na transmissão que

carecia de investimentos há décadas, aconteceu a maior crise de abastecimento da história do país.

Com a diminuição do consumo, decorrente do racionamento, as distribuidoras tiveram suas receitas afetadas em relação às expectativas anteriores de faturamento. Amparadas pela cláusula de equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão, pleitearam recomposição de perdas da ordem de R\$ 4 bilhões.

A chamada Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE foi repassada aos consumidores finais e se deu na forma de reajuste extraordinário das tarifas: 2,9% para consumidores das classes residencial e rural e 7,9% para os demais consumidores. Consumidores de baixa renda foram isentados do aumento.

Mais tarde em 2003, no início do governo Lula foi lançado o documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, no qual foram traçadas novas bases para promover ajustes no modelo. Os princípios básicos propostos para o novo arranjo institucional foram: prevalência do conceito de serviço público na geração de energia, modicidade tarifária, mitigação dos riscos sistêmicos, universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade e transparência.

No ano seguinte, as mudanças foram formalizadas pela Lei nº 10.848, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, ambos de 2004. De maneira geral, o novo modelo instituído pelo governo Lula trouxe mudanças significativas nos mecanismos de contratação de energia, tendo como objetivo primordial de tais alterações, a promoção e redução dos riscos de investimento de forma a viabilizar a expansão do segmento da geração por meio de contratos de longo prazo.

Destacaram-se nessa mudança, os leilões para licitação de concessão de empreendimentos que passaram a ser realizados em dois ambientes: o regulado e o livre, sendo que os princípios de contratação de curto prazo foram mantidos.

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR estabeleceu-se o atendimento das concessionárias distribuidoras, sendo estas supridas por meio de contratações compulsórias com geradores estatais ou produtores independentes. No ACR a capacidade de geração a ser licitada ficou determinada com base nas previsões de

demanda das distribuidoras para diferentes horizontes de tempo. Tendo os leilões sempre o critério de preço mínimo.

Esses leilões de energia caracterizam-se como a principal mudança ocorrida no modelo do setor a partir de 2004, onde todo o crescimento de mercado das distribuidoras deve ser atendido por energia nova (de novas usinas a serem construídas), exceto eventuais diferenças (ajustes finos). Além do contrato de compra e venda de energia elétrica resultante do leilão, há também, no caso das hidrelétricas, a outorga da concessão de uso do bem público para o ofertante vitorioso.

Os leilões de compra de energia nova no ACR passaram a ter seus requisitos baseados em projeções de mercado das próprias distribuidoras. Têm sido realizados três tipos de leilões, além de leilão específico para ajustes (pequenos montantes de energia), da seguinte forma conforme a ANEEL (2008, p.19):

- Em A-5, realiza-se o leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato. Ou seja, cinco anos antes da ocorrência do mercado, a distribuidora adquire o bloco de energia por ela previsto no ano A (ano base). São leilões de energia de novos empreendimentos de geração;*
- Em A-3, ocorre o leilão de energia para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos. Caso seja constatado que o mercado foi subprojetado em A, a distribuidora pode contratar a parcela faltante para atendimento a 100% de seu mercado em A;*
- Em A-1, faz-se o leilão de energia para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas 87 existentes, nos quais o preço máximo da energia é definido pelo MME; e,*
- No período de 1 ano até a realização do mercado, são feitos os leilões de energia para que a distribuidora ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes. Estes ajustes podem representar, no máximo, 1% da carga total contratada, e a data de início do suprimento não pode ultrapassar o período de quatro meses após a realização do leilão.*

Assim, as distribuidoras ficam obrigadas a comprar energia em leilões pelo critério do menor preço, devendo contratar 100% da energia do seu mercado e fazer previsão de carga com cinco anos de antecedência. A partir desta previsão, o governo promove a licitação dos novos empreendimentos.

Já o Ambiente de Contratação Livre - ACL ficou destinado ao atendimento de consumidores livres por meio de contratos bilaterais firmados com produtores independentes de energia, agentes comercializadores ou geradores estatais. Estes últimos podendo fazer suas ofertas apenas por meio de leilões públicos. Neste ambiente também ficou estabelecido o suprimento de energia dos autoprodutores.

Os consumidores livres são aqueles que optam por escolher livremente de quem adquirir energia elétrica. Cabe destacar que mesmo um consumidor que detenha as características para se tornar livre pode continuar sendo atendido pela concessionária distribuidora da sua local. Fisicamente, o consumidor livre está sempre conectado à distribuidora local (ou à rede de transmissão, conhecida como Rede Básica, caso o acesso se dê em tensões iguais ou superiores a 230 mil volts). Comercialmente, o consumidor adquire energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2008).

O consumidor livre pode negociar livremente os preços da energia elétrica, mas deve pagar para ter acesso à rede por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, caso esteja conectado a uma distribuidora, ou por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, caso esteja conectado à Rede Básica. As regras para definição de consumidores livres foram definidas e estabelecidas pela Lei N° 9.074 de 1995¹² (ANEEL, 2008).

Assim as mudanças ocorridas em 2004 acabaram formatando o modelo atual do setor de energia, que embora continue a passar por intensas mudanças e aperfeiçoamentos, manteve as principais características definidas nesse último marco.

No próximo capítulo será dada ênfase nos aspectos da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro entre consumidores e empresas nos contratos de concessões de distribuição de energia elétrica com o detalhamento dos três

¹² Os demais requisitos estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995 são os seguintes:
Consumidores instalados antes de 8/7/1995 (“consumidores velhos”): demanda mínima de 3 MW e tensão de atendimento maior ou igual a 69 kV.
Consumidores instalados após 8/7/1995 (“consumidores novos”): demanda mínima de 3 MW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.
Consumidores atendidos por Fonte de Energia Incentivada (Pequena Central Hidrelétrica, Biomassa, Solar ou Eólica): demanda mínima de 500 kW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.

mecanismos de atualização tarifária: Reajuste Anual, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária.

2.6 A REVISÃO TARIFÁRIA

Conforme descrito anteriormente, os contratos de concessão preveem três mecanismos de atualização tarifária: Reajuste Anual, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária.

Tanto o reajuste anual quanto a revisão tarifária extraordinária, onde ambos possuem sua importância para estabelecimento do equilíbrio das tarifas, onde o primeiro possui como metodologia o simples reajuste de acordo com um determinado índice pré-definido pela ANEEL (IGP-M)¹³ para restabelecimento do poder de compra da concessionária. Enquanto o segundo, conforme o nome já demonstra, requer que existam desequilíbrios econômico-financeiros causados por eventos extraordinários, fazem parte dos mecanismos de atualização tarifária, que todavia pelas suas características, o primeiro da previsibilidade e o segundo da extraordinariedade acabam afetando de maneira menos importante as concessionárias de distribuição de energia que o mecanismo da revisão tarifária.

Assim esse capítulo será focado, especificamente, no detalhamento dos procedimentos da revisão tarifária nas empresas de distribuição de energia. E ao longo dos próximos capítulos terá ainda sua dimensão, impacto e riscos associados nas empresas de distribuição analisado.

Novamente, segundo a ANEEL (2008, p.28) "a Revisão Tarifária Periódica 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".

¹³ O IGP-M/FGV é calculado mensalmente pela FGV e é divulgado no final de cada mês de referência. O índice é composto da seguinte forma: o Índice de Preços por Atacado (IPA) tem peso de 60% do índice, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC), tem peso de 30% e finalmente o Índice Nacional de Custo de Construção (INCC) representando 10% do IGP-M.

Ainda, cabe ressaltar as características de monopólio natural do setor de distribuição de energia resultando em grande vantagens econômicas para as empresas participantes desse setor. Embora os custos e a necessidade de capital sejam grandes nesse mercado, a medida que entram novos consumidores na rede instalada, esses custos acabam sendo diluídos e minimizados. Sendo a energia um bem essencial para a sociedade, cabe ao Estado a necessidade de regular esse setor.

Assim, o regime econômico financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato de concessão, compreende a contraprestação pela execução do serviço pago ao consumidor final com base nas tarifas fixadas pelo preço. O Regulador entende que o serviço pelo preço é o regime econômico financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia são fixadas no contrato de concessão ou em ato específico da Agência Reguladora. Assim, quando fixada a tarifa máxima para o período tarifário específico, as variações de demanda, que naturalmente ocorrem no regime de tarifa pelo preço, em qualquer que seja o tipo de serviço público prestado, são assumidas pelas concessionárias de serviço público. Portanto, no regime de tarifa pelo preço, a distribuidora de energia elétrica passa a assumir o risco das variações da demanda.(ANEEL, 2010)

Esse modelo regulatório é considerado um regime com alto poder de incentivo, pois não impede que a remuneração do capital varie conforme o desempenho da gestão da empresa. A primeira diferença entre os dois regimes é o fato do regime pelo preço oferecer para as concessionárias a possibilidade de elas aumentarem seus lucros ao longo de um período tarifário (SANTOS, p.112).

De forma geral, no regime de preço é dado para a distribuidora, nas tarifas, uma receita anual que permita a ela cobrir todos os seus gastos e ao mesmo tempo possibilitar a adequada remuneração de seu capital investido.

Desta forma, a Agência Reguladora incentiva a prática de uma gestão eficiente. Essa eficiência pode acontecer tanto em termos estáticos como dinâmicos. A eficiência estática é aquela que está ligada diretamente à redução de custos com a operação e manutenção dos ativos que compõem as redes da prestadora de serviço público. Eficiência dinâmica diz respeito ao incentivo dado às concessionárias para

que elas invistam em novas tecnologias, de forma a otimizar os serviços prestados e, com isso, reduzir seus custos. Dessa maneira, o órgão regulador incentiva a prática de uma gestão eficiente, tendo sempre a concepção de que os índices mínimos de qualidade exigidos não são comprometidos.(SANTOS, p.112)

2.6.1 Principais aspectos

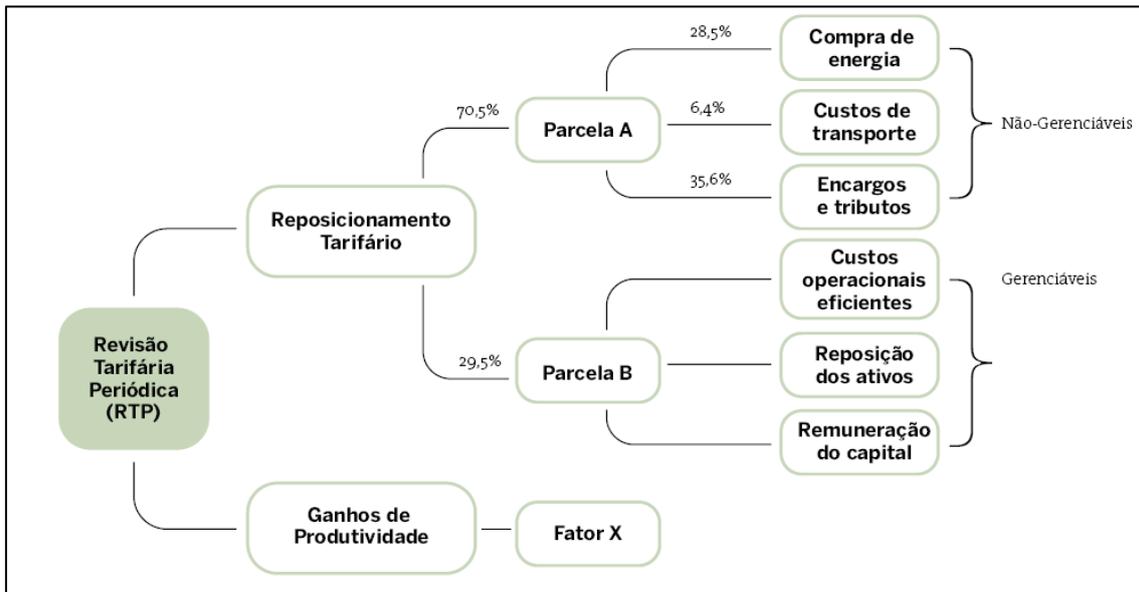
Conforme os Procedimento de Regulação Tarifárias da ANEEL¹⁴ - PRORET submódulo 2.1 (2011, p.03) "A revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário - RT e do Fator X."

Ainda descreve a ANEEL no PRORET (2011, p.09), "No Reposicionamento Tarifário - RT, o reequilíbrio econômico-financeiro da concessão se dá por meio do ajuste das tarifas homologadas no último reajuste tarifário, para mais ou para menos, considerando o retorno adequado do capital prudentemente investido e a cobertura dos custos operacionais eficientes".

Assim, o principal componente do Reposicionamento Tarifário - RT é o cálculo da Receita Requerida - RR, que se traduz como componente que reflete os ganhos de produtividade das concessionárias no período de revisão. Ela é composta por duas parcelas: Parcela A e Parcela B.

¹⁴ ANEEL. Resolução Normativa N°457/2011 - Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Figura 6 - Detalhamento da Revisão Tarifária



Fonte: Instituto Acende Brasil.

Na Parcela "A" estão os custos chamados de não gerenciáveis pela concessionária, pois tratam-se de custos referentes a compra de energia mais os limites de regulatório de perdas de energia do sistema; custos de transporte de energia aos centros de consumo e os encargos setoriais, que como citado em capítulos anteriores possuem diversas finalidades.

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 da concessão.

Conforme a ANEEL¹⁵ citado por SANTOS (2009, p.120):

a) Os Custos Operacionais são 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. Os custos operacionais são obtidos a partir de uma análise comparativa com outras empresas de mesmo porte, através da qual são definidas faixas padrões de gastos que as empresas

¹⁵ ANEEL. Resolução Normativa N°457/2011 - Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.2 - Custos Operacionais.

distribuidoras são remuneradas pela ANEEL. A metodologia busca assegurar que tais custos sejam suficientes para atingir níveis de qualidade de serviço exigidos e que os ativos necessários mantenham sua capacidade de operação inalterada durante a vida útil.

Novamente, como descrito pela ANEEL no PRORET Módulo 2.2 (2011, p.03) "Na definição dos custos operacionais regulatórios, serão observados os ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão."

Assim, a intenção da ANEEL é estabelecer um teto para os custos e de cada empresa de acordo com as características do seu respectivo mercado de concessão, contemplando variáveis como: o número de unidades consumidoras, a extensão das redes de distribuição, consumo faturado de energia e os ganhos de produtividade de períodos anteriores. Na sequência, é feito um comparativo entre as empresas de mesma características e estabelecido o teto de custos. Uma vez feito o comparativo, é estabelecido o teto de custos, onde as empresas devem obrigatoriamente se enquadrar, dando as mais eficientes um prêmio por estarem abaixo do teto estabelecido, pagando um valor maior, e por outro lado obriga as empresas não eficientes a se enquadrarem no teto estabelecido, pois a remuneração recebida não será suficiente para cobrir suas despesas de custeio.

Conforme a ANEEL¹⁶ citado por SANTOS (2009, p.122):

b) Remuneração dos Investimentos e cota de reintegração, esta é equivalente à depreciação dos ativos e visa a recomposição do capital investido. Já a remuneração dos investimentos é definida pela ANEEL na chamada Base de Remuneração Regulatória, que contempla os investimentos prudentes requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo os níveis mínimos de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento. O levantamento da base de ativos é feito por meio de um laudo de avaliação, que leva em consideração todos os equipamentos, veículos, prédios, móveis, assim como as instalações físicas pertencentes à concessionária. Todos os ativos são, então, valorados a preços de mercado por meio do Valor Novo de Reposição (VNR), que utiliza o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pelas empresas fornecedoras das concessionárias de distribuição.

¹⁶ ANEEL. Resolução Normativa N°457/2011 - Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória.

Após a dedução das parcelas de depreciação do VNR, de acordo com as taxas definidas no Manual de Controle patrimonial do setor elétrico (MCPSE), chega-se ao valor ao Valor de Mercado em Uso (VMU) que ainda recebe a aplicação de índices de aproveitamento para gerar o Valor final da Base de Remuneração dos ativos investidos pela concessionária no mercado de distribuição no período da revisão tarifária (4 últimos anos).

Ainda, define a ANEEL¹⁷ (2011, p.03) "A base de remuneração é composta pelos valores dos seguintes itens:

- ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado;*
- almoxarifado de operação;*
- ativo diferido;*
- obrigações especiais."*

Do ativo imobilizado em serviço são excluídos, para efeito de determinação da Base de Remuneração, os seguintes bens e instalações: softwares; hardwares; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; máquinas e equipamentos administrativos; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação referentes a esses bens e instalações administrativas estão contempladas nas anuidades que compõem os custos operacionais das concessionárias distribuidoras.

Descrito pela ANEEL¹⁸ (2011, p.03):

Para valoração do conjunto de ativos imobilizados em serviço é utilizada a metodologia do custo de reposição, considerando o valor novo do ativo como base para determinação do seu valor de mercado em uso. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária:

I – intangíveis;

II – terrenos;

III – reservatórios, barragens e adutoras;

IV – edificações, obras civis e benfeitorias;

V – máquinas e equipamentos;

VI – veículos; e

VII – móveis e utensílios.

¹⁷ ANEEL. Resolução Normativa N°457/2011 - Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória.

¹⁸ id. supra.

Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada.

Finalmente, a remuneração do capital é a essência do negócio da distribuidora. Trata-se da parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica. Aplica-se a taxa de remuneração regulatória sobre a base de remuneração depreciada, o que é equivalente a remunerar a parcela do capital ainda não amortizado. Para o terceiro ciclo (atual vigente) de revisões tarifárias, a ANEEL definiu a taxa de remuneração total como sendo 7,50% ao ano (ANEEL, 2011).

3. DESENVOLVIMENTO

3.1 A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

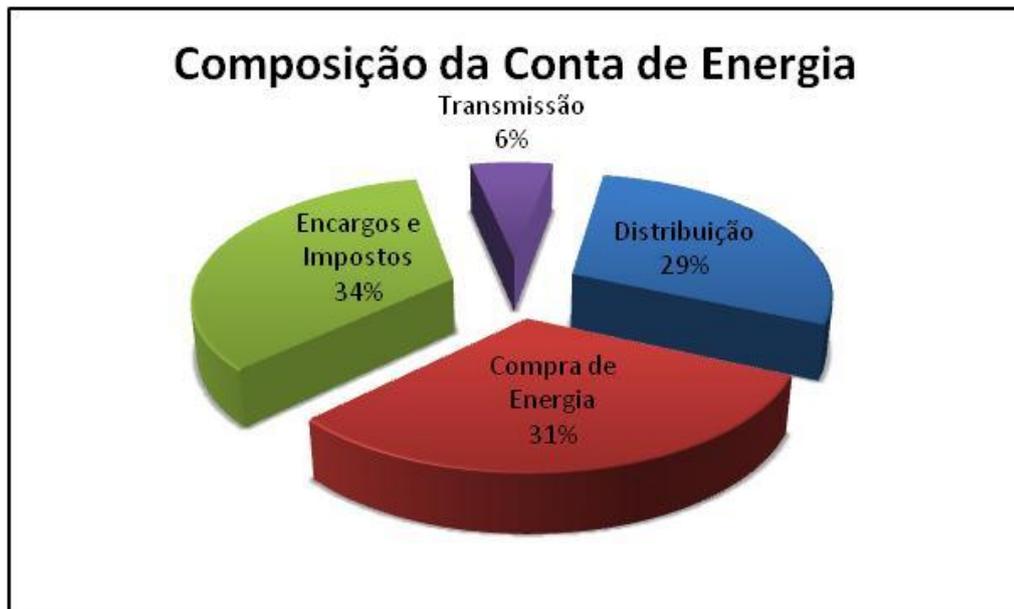
Embora mencionado em capítulos anteriores, se faz necessário um reforço sobre o entendimento da tarifa de energia elétrica. Seu preço é fruto da regulação imposta pela ANEEL que deve ser pago pelos consumidores finais como contrapartida ao acesso a energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Conforme determinado pela ANEEL (2008), a tarifa é:

- 1. reajustada anualmente pela inflação e por ganhos de produtividade esperados;*
- 2. revisada periodicamente (em média de quatro em quatro anos) sempre em conformidade com o estipulado nos contratos de concessão das distribuidoras, com intuito de realizar um realinhamento geral dos custos de operação e manutenção, remuneração dos ativos e capital.*

Ainda é interessante novamente ressaltar a parcela da tarifa que fica efetivamente nas mãos das concessionárias de distribuição de energia e outros agentes, bem como a parcela dos tributos e encargos cobrados pelo governo.

Figura 7 - Composição da Conta de Energia Elétrica



Fonte: ANEEL 2008.

Desta forma, evidencia-se que apenas 29% do valor cobrado na tarifa de energia elétrica fica nas mãos das concessionárias de distribuição, cabendo a maior parte 34% ao governo por meio de encargos setoriais e tributos cobrados. Vale lembrar ainda os outros 31% são repassados as geradoras de energia, como custo da compra efetiva da energia e outros 6% das tarifas de transmissão da energia até que a mesma entre na rede de distribuição e seja disponibilizada ao consumidor final.

Vale ainda o reforçar o conceito da Revisão Tarifária Extraordinária da ANEEL que tem por objetivo o "reposicionamento tarifário após a completa análise dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, em intervalos de quatro ou cinco anos". Destacando, que o Reposicionamento Tarifário (RT) é obtido por meio da Receita Requerida (RR) que é composta de duas Parcelas: A e B.

- 1. Sendo a Parcela A os chamados custos não gerenciáveis pela concessionária (Compra de Energia, Custos de Transporte e os Encargos Setoriais).*
- 2. E a Parcela B os chamados custos gerenciáveis da empresa (Custos Operacionais, Quotas de Depreciação e as remunerações do investimento e do capital investido)(ANEEL 2011).*

A fim de ilustrar de maneira mais clara os valores envolvidos nas composições das tarifas das empresas e os valores referentes as parcelas A e B da Receita Requerida dentro da metodologia da Revisão tarifária do setor, e, com intuito de dimensionar seus impactos nas empresas de distribuição, será apresentado uma análise dos valores relacionados as notas técnicas divulgadas pela ANEEL no segundo ciclo de Revisão Tarifária. Conforme abaixo descrito.

Tabela 3 - Valores dos Componentes Tarifários

Componentes Tarifários	R\$	%	AES SUL	COPEL	CELESC
(+) Parcela A	3.916.172.922,94	67,34%	1.138.233.031,73	2.777.939.891,21	2.517.010.603,22
(+) Parcela B	1.770.260.443,33	30,44%	459.264.236,77	1.310.996.206,56	929.826.122,75
(-) Outras Receitas	57.686.423,11	-0,99%	11.059.632,00	46.626.791,11	24.918.000,97
(+) Componentes Financeiros	186.835.558,15	3,21%	32.388.845,54	154.446.712,61	141.832.830,12
Total Considerado	5.815.582.501,31	100,00%	1.618.826.482,04	4.196.756.019,27	3.563.751.555,12
			105/2008-SRE	184/2008-SRE	225/2008-SRE
PARCELA A	R\$	%	AES SUL	COPEL	CELESC
Compra de Energia para Revenda	2.625.494.769,68	67,04%	780.643.179,45	1.844.851.590,23	1.750.791.175,93
Encargos Setoriais	737.424.104,74	18,83%	185.076.338,90	552.347.765,84	425.947.540,67
Custo com Transporte de Energia	553.254.048,52	14,13%	172.513.513,38	380.740.535,14	340.271.886,62
Total da Parcela A	3.916.172.922,94	100,00%	1.138.233.031,73	2.777.939.891,21	2.517.010.603,22
PARCELA B	R\$	%	AES SUL	COPEL	CELESC
Custos Operacionais	960.838.453,08	54,28%	240.260.841,89	720.577.611,19	491.614.145,52
Remuneração do Capital	422.717.697,09	23,88%	133.152.965,60	289.564.731,49	278.250.179,11
Quota de Reintegração	386.704.293,16	21,84%	85.850.429,28	300.853.863,88	159.961.798,12
Total da Parcela B	1.770.260.443,33	100,00%	459.264.236,77	1.310.996.206,56	929.826.122,75

Fonte: Dados ANEEL 2008¹⁹.

Tendo como referência os valores apresentados pode-se verificar a composição dos valores das parcelas A e B de cada concessionária, mensurando assim o impacto de financeiro em cada uma das empresas na análise dos valores discutidos e aprovados pela ANEEL durante a revisão tarifária. Esses valores fazem parte dos valores aprovados no 2º ciclo de revisão tarifária para retorno por meio da composição tarifária das empresas.

Ressalta-se, por exemplo, que a Parcela A das três concessionárias, em média, representa aproximadamente, excetuando-se os componentes financeiros, 69%. Deste total, 67%, grande maioria, é composto pelos valores referentes aos gastos com a compra de energia, seguidos pelos encargos setoriais 19% e outros 14% referentes aos custos repassados pelo transporte de energia (Transmissão) até a rede de distribuição das concessionárias.

¹⁹ Notas Técnicas N° 105/2008 (AES Sul), N° 184/2008 (COPEL) e N° 225/2008 (CELESC) da Superintendência de Regulação Econômica - SRE da ANEEL. Disponíveis em: www.aneel.gov.br/cedoc.

Por sua vez, a Parcela B representa aproximadamente 31% do total da Receita Requerida para fins de reposicionamento tarifário. Sendo formado pelo valores de gastos com custos operacionais em 54%, 24% com a Remuneração do Capital e 22% representando os valores referentes a depreciação dos equipamentos.

Abaixo estão representados os totais relativos as Parcelas A e B, bem como referentes a composição das Tarifas das três empresas analisadas e seus respectivos percentuais.

Tabela 4 - Somatório dos Componentes Tarifários

Geração	2.625.494.769,68	28,95%	
Transmissão	553.254.048,52	6,10%	
Distribuição	1.712.574.020,22	18,88%	
Impostos (sem IR) e Encargos	4.178.108.191,24	46,07%	
	9.069.431.029,66	100,00%	
Compra de Energia para Revenda	2.625.494.769,68	46,17%	PARCELA A 68,87%
Encargos Setoriais	737.424.104,74	12,97%	
Custo com Transporte de Energia	553.254.048,52	9,73%	
Custos Operacionais	960.838.453,08	16,90%	PARCELA B 31,13%
Remuneração do Capital	422.717.697,09	7,43%	
Quota de Reintegração	386.704.293,16	6,80%	
PARCELA A + PARCELA B	5.686.433.366,27	100,00%	

Fonte: Dados ANEEL 2008.

Claramente pode-se destacar a maior participação dos impostos nos percentuais de composição da tarifa, frente aos mencionados no início do capítulo divulgados pela ANEEL. Enquanto naquele quadro o percentual de impostos e encargos era de 34%, para o somatório dos valores obtidos na revisão tarifária das empresas analisada foi de 46%, por sua vez os percentuais voltados para a distribuição caíram de 29% para 19%, que em parte pode ser explicado pela consideração dos impostos que fazem parte de toda a cadeia produtiva de energia (Geração, Transmissão e Distribuição), explicando esse incremento.

Assim, pode-se chegar à conclusão de que aproximadamente 46% da tarifa de energia cobrada do consumidor final são valores referentes a impostos e encargos setoriais, e de que somente 54% do valores refere-se puramente aos montantes que ficam em mãos das empresas de energia (Geração, Transmissão e Distribuição) para cobrir seus custos e remunerar seus acionistas.

Vale ainda o destaque para os valores relativos de cada componente das parcelas A e B em relação ao somatório dos valores das parcelas. Percebe-se que os valores com maior destaque na composição total são: Compra de energia na Parcela A com aproximadamente 46% do custo total e os Custos Operacionais na Parcela B com aproximadamente 17%.

Desta forma, considerando apenas os valores das Parcelas A e B, pode concluir que impacto de uma redução de 5% nos custos referentes a distribuição de energia, mantendo as demais variáveis constantes, acarretaria como consequência uma redução de apenas 1,55% na tarifa de energia. Pois a Parcela B, onde estão esses custos, representam apenas 31% dos valores totais da tarifa.

De outra forma, uma redução dos mesmos 5% nos demais custos da Parcela A, novamente mantendo-se as demais variáveis constantes, representaria uma redução de 3,45%, uma vez que estes custos representam 69% dos custos totais das parcelas.

3.2 DOS RISCOS REGULATÓRIOS

Como mencionado no capítulo anterior, para as concessionárias de energia do setor elétrico os principais eventos regulatórios estão, sem dúvidas, relacionados ao ciclo de revisão tarifária periódica. Além de definir os valores tarifários a serem estabelecidos pelas empresas de distribuição, acaba sendo um período onde são revisadas as metodologias de cálculo tarifário e retorno de capital para as empresas.

3.2.1 Da Redução do WACC²⁰

Como exemplo, pode-se verificar que a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária iniciado em 2011, ou seja, possuindo como base os valores regulatórios dos 4 anos anteriores, a ANEEL estabeleceu que os valores referentes ao WACC, para remunerar o capital investido pelas empresas, foi alterado de 9,95% nos períodos

²⁰ Weighted Average Cost of Capital - WACC.

anteriores para 7,50% ao ano. Essa nova remuneração do capital possui impacto direto nos investimentos realizados nos últimos 4 anos prévios a data de Revisão Tarifária das Concessionárias, chamado período incremental, além dos valores residuais não depreciados dos investimentos realizados em períodos anteriores.

Ou seja, essa modificação acaba afetando também os investimentos realizados em períodos anteriores (1° e 2° ciclo de revisão tarifária), de ativos não totalmente depreciados, quando o então índice (WACC) vigente era superior ao estipulado no atual 3° ciclo de revisão. Mais uma vez, materializa-se risco constante deste setor no tocante as mudanças relativas as normas regulatórias que impactam diretamente no retorno do capital investido pelas concessionárias.

Abaixo são demonstrados os cálculos que são realizados para encontrar o valores de Receita Requerida e como as mudanças no WACC afetam diretamente os montantes relativos a remuneração do capital das concessionárias, tendo como exemplo uma concessionária de energia, com valores reais, do 3° ciclo de Revisão Tarifária:

Tabela 5 - Exemplo de Cálculo da Receita Requerida

PARCELA B			
		WACC = 7,50%	WACC = 9,95%
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)		R\$ 869.094.302,47	R\$ 869.677.360,07
Custos Operacionais (CO3)		R\$ 834.885.333,67	R\$ 834.885.333,67
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)		R\$ 3.688.753,63	R\$ 3.692.550,74
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)		R\$ 30.520.215,18	R\$ 31.099.475,66
Custo Anual dos Ativos (CAA)		R\$ 654.682.625,97	R\$ 746.155.371,79
Remuneração do Capital (RC)		R\$ 257.445.908,20	R\$ 341.133.308,48
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)		R\$ 315.164.933,02	R\$ 315.164.933,02
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)		R\$ 82.071.784,75	R\$ 89.857.130,28
Parcela B (VPB)		R\$ 1.523.776.928,43	R\$ 1.615.832.731,86
Ajuste em função dos investimentos realizados		R\$ -	R\$ -
Diferencial de X (ΔX)		0,00%	0,00%
Multiplicador (m)		1,76	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')		R\$ 1.523.776.928,43	R\$ 1.615.832.731,86
Índice de Produtividade da Parcela B		1,05%	1,05%
Parcela B com ajuste de mercado		R\$ 1.507.789.325,67	R\$ 1.598.879.271,43
REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO			
1. Receita Requerida (RR)		R\$ 5.888.493.098,99	R\$ 5.980.653.351,61
2. Outras Receitas (OR)		R\$ 49.362.711,12	R\$ 49.362.711,12
3. Receita Verificada (RV)		R\$ 5.842.965.736,40	R\$ 5.842.965.736,40
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-0,07%	1,51%
4. Componentes Financeiros		7.551.837,61	7.551.837,61
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM FINANCEIROS		0,06%	1,64%
EFEITO MÉDIO PARA O CONSUMIDOR		-0,85%	-0,85%

Em análise da linha referente a Remuneração do Capital, pode-se concluir que a diminuição dos percentuais arbitrados do WACC de 9,95% para 7,50%, causou uma diminuição do percentual de representatividade da Remuneração do Capital dentro da Parcela B que passou de aproximadamente 21% para 16,9% e, conseqüentemente, nos valores relativos ao total da receita requerida das empresa.

Tratando de valores absolutos, que a materialização do risco regulatório representa para as concessionárias, neste aspecto especificamente, representado pela simples diminuição do percentual de WACC sobre o retorno do capital investido arbitrado pela ANEEL para o 3º Ciclo, chega-se a uma diminuição no total da Receita Requerida da ordem de R\$92 milhões.

Voltando novamente ao estudo dos valores relativos, pode-se afirmar analisando os valores que essa diminuição de R\$92 milhões, representa uma diminuição de 5,70% no total da Parcela B dessa concessionária, que por sua vez, representa apenas uma diminuição de 1,58% no valor da conta de luz de seus clientes.

Assim, pode-se concluir que embora tenha havido uma redução no valor pago à concessionária de 5,70%, via receita requerida, que representou uma diminuição de aproximadamente 24,53% no retorno sobre o capital investido ao longo de quatro anos pela concessionária, este se refletiu em apenas 1,58% de diminuição no valor da conta de luz de seus clientes. Lembrando ainda, que todos esses investimentos realizados possuem como objetivo a expansão da oferta de energia e qualidade do fornecimento, sempre de acordo com o incremento da demanda do mercado.

3.2.2 Das Falhas no Atendimento às normas de Regulação

Como medida, parte do processo de Revisão tarifária das Concessionárias, para verificar os valores pleiteados pelas empresas, para inclusão e remuneração via tarifa de energia, a ANEEL analisa os valores avaliados para fins de remuneração de capital. Assim, diversas vezes são identificadas falhas no atendimento às regras regulatórios que representam riscos de perdas de valores na

Base de Remuneração das empresas e ou multas por não conformidade com os preceitos regulatórios, como detalhado a seguir.

3.2.2.1 Das Falhas na Depreciação de Ativos

Não é raro encontrar nos relatórios de fiscalização da ANEEL não conformidade, referentes aos critérios utilizados pelas concessionárias para os cálculos de depreciação dos ativos. Essas falhas representam o não atendimento dos critérios de depreciação estabelecidos na própria metodologia da Revisão Tarifária (PRORET), ou simplesmente por não estar sendo seguido pelas empresas as taxas e classificações patrimoniais estabelecidas pela ANEEL na Resolução 367/2009.

Esses erros podem representar impactos altos nos valores pleiteados pelas concessionárias, pois no exemplo abaixo representam 4% dos valores da Base de Remuneração Regulatória referente aos 4 anos anteriores à Revisão Tarifária.

Tabela 6 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL

<i>(A) Valor do Laudo de Avaliação ajustado pela ANEEL</i>	<i>(B) Não Conformidades de Depreciação</i>	<i>(B/A) Percentual de Falhas Encontradas</i>
<i>2.580.400.000</i>	<i>101.600.000</i>	<i>4%</i>

Além de percentualmente serem representativos no montante geral do valor da Base de Remuneração das concessionárias, nesse exemplo fica clara a importância e a materialidade do Risco, pois trata-se de um impacto de R\$101 milhões de reais. Ainda, considerando que a ANEEL pode multar a empresa em até 4% do valor referente ao erro de não-conformidade, agravando ainda o impacto do risco, neste caso mais R\$4 milhões.

Nota-se, portanto, que a implementação de controles internos visando a confirmação das taxas, cálculos de depreciação e classificação patrimonial para conformidade com normas regulatórias poderiam diminuir os impactos das falhas e

erros referentes a depreciação nos cálculos dos valores da Base de Remuneração, além de fortalecer o ambiente de controles internos, para assegurar com maior exatidão os valores avaliados dos ativos para fins de Revisão Tarifária.

3.2.2.2 Das Falhas no Banco de Preços Regulatório

Um dos componentes necessários para apuração dos valores referente a Base de Remuneração das concessionárias é o banco de preços, com intuito de avaliar via Valor Novo de Reposição das Máquinas e Equipamentos em serviço da Concessionária. Ocorre que este, assim como os demais itens devem seguir metodologia específica determinada pela ANEEL (PRORET), no entanto durante fiscalizações da Agência é possível verificar que várias são as não conformidades identificadas a respeito da formação do banco de preço.

Abaixo pode-se identificar seus impactos:

Tabela 7 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL

<i>(A) Valor do Laudo de Avaliação ajustado pela ANEEL</i>	<i>(B) Não Conformidades de Depreciação</i>	<i>(B/A) Percentual de Falhas Encontradas</i>
<i>2.778.292.000</i>	<i>50.862.000</i>	<i>2%</i>

Como causa dessas inconsistência pode-se citar as falhas no relacionamento entres preços e ativos (Máquinas e Equipamentos), utilização do banco de preços para valoração de ativos indevidos, utilização incorreta de índices e dedução incorreta de impostos dos valores dos bens. Cada uma dessas falhas somadas podem levar a altos impactos nos Valores da Base de Remuneração das Concessionárias, podendo mais vez ser monitorados e controlados por meio de trabalho de gerenciamento de riscos eficiente.

3.2.2.3 Das Falhas na imobilização de obras

Dentro das diretrizes regulatórias do processo de Revisão Tarifária das empresas, um dos principais aspectos para determinação dos montante de valores referentes à Base de Remuneração das Concessionárias considerados, é o de tratar-se necessariamente de investimentos relativos à concessão das empresas. Nos investimentos além dos equipamentos são considerados também os componentes menores (COM) dos equipamentos instalados, geralmente componentes acessórios para instalações dos equipamentos principais e os custos adicionais (CA) da instalação desses bens.

Conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE²¹ da ANEEL (2009, p. 157), 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".

Ainda segundo o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação tarifária da ANEEL²² o componente menor (COM) é definido como (2011, p.11): "conjunto de componentes fixos vinculados a um determinado equipamento principal".

Já o Custo Adicional (CA) é definido no Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação tarifária da ANEEL²³ como sendo (2011, p.11): "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".

²¹ Resolução Normativa ANEEL N°367/2009 de 2 de Junho de 2009.

²² ANEEL. Resolução Normativa N°457/2011 - Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória.

²³ id. supra.

Assim, esses valores são de vital importância para determinar os montantes avaliados referentes a investimentos nas concessionárias, portanto, fazem parte da Base de Remuneração Regulatória das concessionárias.

Ocorre que por falhas de controles internos nos momentos das imobilizações das quatro variedades de obras: rede de distribuição, subestações, linhas de transmissões e medidores esses valores de componentes menores e custos adicionais são distorcidos erroneamente, ou adicionados a itens referentes a custos que não são remunerados dessa forma.

Abaixo destaca-se um exemplo de impacto dessa não conformidade em mais um relatório de fiscalização da ANEEL.

Tabela 8 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL

<i>(A) Valor do Laudo de Avaliação ajustado pela ANEEL</i>	<i>(B) Não Conformidades de Depreciação</i>	<i>(B/A) Percentual de Falhas Encontradas</i>
<i>2.778.292.000</i>	<i>58.000.000</i>	<i>2%</i>

Embora no exemplo acima os valores sejam próximos a apenas 2%, a ANEEL, para esse específico propósito de analisar os valores referentes aos componentes menores (COM) e custos adicionais (CA) das obras, executa fiscalizações anteriores a da Base de Remuneração, para definir os valores médios referentes a todas as obras de investimentos da empresa. Nesses trabalhos os valores de falhas encontradas e que representam diminuição dos valores pleiteados pelas concessionárias são muito superiores e nesse caso podem chegar a mais de 20% e cortes da ordem de R\$500 milhões em valores pleiteados pelas concessionárias.

Assim, pode-se constatar que o controle das obras de investimentos e de seus custos, dentro do especificado nas regras regulatórias, é de fato um risco com alto impacto para as concessionárias de energia e que deve ser focado em qualquer trabalho de gestão de riscos e implementação de controles internos, com intuito de evitar perdas inesperadas dos montantes investidos ao longo dos ciclos tarifários.

3.2.2.4 Das Falhas na imobilização de Ativos

Outro item que pode gerar grande impacto nos valores investidos pelas concessionárias, causados por falhas em controles internos patrimoniais das empresas, são referentes a sobras contábeis.

Durante o trabalho de avaliação dos ativos em serviço das concessionárias, devido a falhas nos controles patrimoniais, muitas vezes são encontradas sobras contábeis de ativos, ou seja, todos os ativos são identificados fisicamente e depois relacionados com seus respectivos lançamentos contábeis, no entanto, muitas vezes existem registros contábeis que não são relacionados a itens físicos, sendo considerados como sobras.

Essas sobras, além de itens relacionados incorretamente entre registros físicos e contábeis, não podem ser consideradas para fins de ativos de investimentos das concessionárias e, por consequência, são excluídos dos montantes de valores de investimentos que compõe a Base de Remuneração das concessionárias.

Assim, novamente, trabalhos de gestão de riscos e implementação de controles internos podem ser ferramentas efetivas, para minimizar o impacto e a ocorrência dessas falhas de correspondência entre os registros contábeis e físicos. Abaixo destaca-se um exemplo de impacto dessa não conformidade em mais um relatório de fiscalização da ANEEL.

Tabela 9 - Não Conformidade no Relatório de Fiscalização da ANEEL

<i>(A) Valor do Laudo de Avaliação ajustado pela ANEEL</i>	<i>(B) Não Conformidades de Depreciação</i>	<i>(B/A) Percentual de Falhas Encontradas</i>
<i>543.000.000</i>	<i>3.759.000</i>	<i>0,7%</i>

Dessa forma, a existência de controles internos efetivos que garantam uma correta conciliação entre os registros físicos dos bens e os registros contábeis podem facilmente minimizar os riscos de perdas desses valores nos pleitos referentes à Base de Remuneração.

3.2.2.5 Da Aplicação de Multas às Concessionárias

Como descrito nos capítulos anteriores, a ANEEL possui entre suas atribuições fiscalizadoras a apuração de infrações e aplicações de penalidades às concessionárias, permissionárias, autorizadas e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, portanto deve-se entender essas penalidades como outro fator de risco para as empresas de distribuição de energia.

Assim, cabe às empresas a procura de meios para entender as regras às quais estão expostas como participantes do mercado e criar mecanismos de gestão para evitar que existam impactos em seus negócios, através de punições e penalidades impostas pela ANEEL.

Referente à Base de Remuneração, foram exemplificadas anteriormente aquelas multas que juntamente com impacto operacional do não cumprimento dos procedimentos determinados pela Agência podem afetar com maior impacto financeiro as empresas. No entanto, deve-se entender que existem várias outras regras que são passíveis de penalidades, caso as empresas não cumpram as exigências determinadas pela ANEEL, conforme estipula a Resolução N°63 de 2004²⁴.

Art. 1º Aprovar procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

Parágrafo único. As penalidades previstas nesta Resolução aplicam-se sem prejuízo das sanções administrativas específicas previstas na legislação e regulamentação setorial vigentes, incluindo normas editadas ou homologadas pela ANEEL, desde que não impliquem mais de uma sanção disciplinar para um mesmo fato gerador.

TÍTULO I

DAS PENALIDADES

²⁴ ANEEL, Resolução Normativa N° 63, DE 12 DE MAIO DE 2004 - Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

Art. 2º As infrações tipificadas nesta resolução sujeitarão a infratora às penalidades de:

I – advertência;

II – multa;

III – embargo de obras;

IV – interdição de instalações;

V – suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;

VI – revogação de autorização;

VII – intervenção administrativa;

VIII – caducidade da concessão ou da permissão.

Parágrafo único. A aplicação das penalidades de que trata este artigo compete:

a) – ao(s) Superintendente(s) responsável(is) pela ação fiscalizadora, nos casos previstos nos incisos I a IV;

b) – à Diretoria, por proposta do(s) Superintendente(s) responsável(is) pela ação fiscalizadora, nos casos referidos nos incisos V a VII.

c) – ao Poder Concedente, por proposta da ANEEL, na hipótese prevista no inciso VIII

Dentre as penalidades estipuladas é importante destacar as passíveis de multa às concessionárias, conforme descrito na mesma Resolução N° 63 de 2004.

Art. 4º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo I:

I - deixar de informar aos consumidores sobre os riscos existentes e os cuidados especiais que a energia elétrica requer;

II - deixar de restituir ao consumidor os valores recebidos, indevidamente, nos prazos estabelecidos na legislação e/ou no contrato;

III - deixar de disponibilizar aos consumidores estrutura de atendimento adequada, que lhes possibilite fácil acesso à empresa;

IV - deixar de atender pedido de serviços nos prazos e condições estabelecidos na legislação e/ou no contrato;

V - descumprir as determinações da legislação relacionadas ao prévio aviso para a suspensão ou interrupção programada do fornecimento;

VI - deixar de encaminhar à ANEEL, nos prazos estabelecidos e conforme previsto nos regulamentos específicos, indicadores

utilizados para a apuração da qualidade do fornecimento de energia elétrica;

VII - deixar de apresentar, nos prazos previstos e segundo as diretrizes da ANEEL, os Programas Anuais de Incremento à Eficiência no Uso e na Oferta de Energia Elétrica, bem como os relativos à Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico;

VIII - descumprir as normas de gestão dos reservatórios e das respectivas áreas de proteção;

IX - deixar de implantar ou de manter, nos termos da legislação, as instalações de observações hidrológicas;

X - deixar de enviar à ANEEL, no prazo estabelecido, os dados e as informações necessárias ao cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;

XI - deixar de organizar e manter atualizado o Calendário de Leitura e Faturamento e/ou deixar de informar aos consumidores, previamente e por escrito, as alterações no referido Calendário;

XII - deixar de enviar à ANEEL, nos prazos estabelecidos em regulamento, contrato ou ato autorizativo, ou quando solicitadas pela fiscalização, informações empresariais relativas à composição acionária da empresa e de seus acionistas, em todos os níveis, e às relações contratuais mantidas entre a empresa, seus acionistas e empresas controladas, coligadas ou vinculadas à controladora;

XIII - deixar de utilizar pessoal técnico, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e devidamente capacitado, para a operação e manutenção das instalações elétricas;

XIV – prestar serviços de atendimento comercial através de pessoal sem a devida capacitação ou treinamento;

XV - deixar de utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam a prestação de serviço adequado;

XVI - deixar de remeter à ANEEL, nos prazos estabelecidos, as informações e os documentos solicitados para a solução de divergências entre agentes ou entre estes e seus consumidores; e,

XVII – deixar de encaminhar à ANEEL, nos prazos e condições estabelecidos, as informações referentes aos contratos de compra e venda de energia elétrica negociados;

XVIII - deixar de prestar informações solicitadas pela ANEEL no prazo estabelecido;

XIX – deixar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica de atender os prazos de envio de informações à ANEEL, previstas em regras, procedimentos ou regulamentos editados ou aprovados pela Agência.

Art. 5º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo II:

I - deixar de instituir ou de prover condições para o adequado funcionamento do Conselho de Consumidores;

II - descumprir obrigações regulamentares ou contratuais de manter registro atualizado das reclamações e solicitações dos consumidores, com anotação da data e do motivo, bem como de informar ao interessado, no prazo estabelecido, as providências adotadas;

III - realizar leitura e faturamento em desconformidade com as disposições legais e regulamentares;

IV - deixar de manter registro atualizado dos dados utilizados para apuração dos índices de qualidade do fornecimento de energia elétrica, continuidade e conformidade, segundo definido nos regulamentos específicos, com a anotação, quando for o caso, das causas, dos períodos de duração e das providências adotadas para a solução do problema;

V - deixar de submeter à prévia aprovação da ANEEL, nos casos exigidos pela regulamentação e/ou pelo contrato, projetos de obras e instalações de energia elétrica e suas eventuais modificações, assim como proceder à sua execução em desconformidade com o projeto aprovado e com os prazos estabelecidos;

VI - deixar de efetuar, nos prazos estabelecidos, reparos, melhoramentos, substituições e modificações, de caráter urgente, nas instalações;

VII - deixar de comunicar, imediatamente, aos órgãos competentes, a descoberta de materiais ou objetos estranhos às obras, que possam ser de interesse geológico ou arqueológico;

VIII - descumprir as regras e procedimentos estabelecidos para a implantação ou operação das instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;

IX - deixar de prestar contas da gestão dos serviços concedidos, nos prazos legais e contratuais ou estabelecidos pela ANEEL;

X - deixar de instalar medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição nas unidades consumidoras, salvo nos casos específicos excepcionados na regulamentação aplicável;

XI - deixar de apurar ou de registrar, separadamente, os investimentos, as receitas e os custos por produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

XII – operar centrais geradoras ou instalações da rede básica sem a instalação de medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição exigidos;

XIII – deixar de apresentar o agente as garantias financeiras exigidas para as transações de compra e venda de energia, na forma, condições, limites e prazos previstos em regulamentação específica;

XIV – comercializar energia elétrica fora do âmbito da Câmara de Comercialização sem a contratação de seguro ou fiança bancária nas condições estabelecidas no ato autorizativo;

XV – deixar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica de discriminar, controlar e contabilizar, separadamente, as garantias financeiras oferecidas pelos agentes;

XVI – onerar, sob qualquer forma, as garantias financeiras apresentadas à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

XVII – causar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, por sua exclusiva responsabilidade, atraso na execução das etapas do cronograma de contabilização e liquidação financeira das transações efetuadas.

Art. 6º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo III:

I - descumprir as disposições legais, regulamentares e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica;

II - deixar de implementar, nos prazos previstos, os Programas Anuais de Incremento à Eficiência no Uso e na Oferta de Energia Elétrica ou os relativos à Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico aprovados pela ANEEL;

III – deixar de realizar as obras essenciais à prestação de serviço adequado;

IV – deixar de realizar a contabilização em conformidade com as normas, procedimentos e instruções específicas constantes de regulamento específico aplicável ao setor de energia elétrica;

V - efetuar cessão ou transferência de bens vinculados ao serviço, a qualquer título, bem como dá-los em garantia, em especial conceder aval, fiança, penhor, hipoteca ou qualquer outro

comprometimento do patrimônio relacionado à concessão ou permissão, ou a receita dos serviços de energia elétrica, sem prévia e expressa autorização da ANEEL, observado o disposto na legislação;

VI - deixar de registrar, separadamente, os custos referentes aos contratos, acordos ou ajustes celebrados com acionistas controladores, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas; e,

VII – deixar de encaminhar à ANEEL, nos prazos estabelecidos, informações econômicas e financeiras definidas nas disposições legais, regulamentares e contratuais. ;

VIII – deixar de manter segurados, em valores e condições suficientes, suportados por estudos técnicos, os bens e as instalações que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico;

IX – deixar de manter registro, controle e inventário físico dos bens e instalações relacionados à atividade desenvolvida e/ou deixar de zelar pela sua integridade, inclusive aqueles de propriedade da União, em regime especial de uso;

X – criar dificuldades à fiscalização para o acesso às instalações, bem como a documentos e quaisquer outras fontes de informação pertinentes ao objeto da fiscalização;

XI – descumprir as disposições legais, regulamentares ou contratuais relativas à gestão dos recursos econômico-financeiros da concessão, permissão ou autorização;

XII - descumprir os prazos estabelecidos nos atos de outorga de concessões, permissões ou autorizações de implantação de instalações de produção, transmissão ou distribuição de energia elétrica;

XIII - deixar de atender ao mercado consumidor, de forma abrangente, nos termos da legislação e do contrato de concessão;

XIV - operar ou manter as instalações de energia elétrica e os respectivos equipamentos de forma inadequada, em face dos requisitos legais, regulamentares e contratuais aplicáveis;

XV - provocar desligamento ou permitir a sua propagação no sistema elétrico em decorrência de falha de planejamento ou de execução da manutenção ou operação de suas instalações;

XVI - deixar de observar os Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL;

XVII - der causa o agente, por ação ou omissão, ao descumprimento, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, das etapas do cronograma de contabilização e liquidação financeira das transações efetuadas;

XVIII - deixar de efetuar o pagamento ou recolhimento, conforme o caso, na data do respectivo vencimento, de qualquer das obrigações e/ou encargos setoriais relativos à compra de energia elétrica mediante contratos regulados ou oriunda de Itaipu Binacional; às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC dos Sistemas Interligados ou Isolados; às parcelas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; às quotas da Reserva Global de Reversão - RGR; às parcelas dos Juros sobre o Fundo de Reversão aplicado; às parcelas do Uso de Bem Público - UBP; às parcelas da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - TFSEE; aos valores da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos; ao rateio correspondente ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; às parcelas do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT; e ao repasse do Encargo de Capacidade Emergencial, assim como de outros encargos que venham a ser estabelecidos por lei .

Parágrafo único. O disposto nos incisos XIII e XVIII deste artigo não se aplica às hipóteses, respectivamente, de não atendimento das metas acumuladas dos programas anuais, constantes do respectivo plano de universalização de energia elétrica, de que trata a regulamentação específica, e de inadimplemento no recolhimento de encargos e pagamento pela aquisição de energia, a que se refere o art. 10 da Lei no 8.631, de 04.03.93, com a redação dada pela Lei no 10.848, de 15.03.04.

Art. 7º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

I - estabelecer medidas e procedimentos de racionamento de energia elétrica sem a prévia autorização;

II - praticar valores de tarifas de energia elétrica superiores àqueles autorizados pela ANEEL, observado o disposto no § 2º do art. 15 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

III - cobrar dos consumidores serviços não previstos na legislação ou valores desses serviços superiores aos estabelecidos em regulamento;

IV – impor qualquer ônus para o solicitante ou consumidor no atendimento a pedido de ligação ou aumento de carga, no âmbito de Plano de Universalização de Energia Elétrica aprovado pela ANEEL, conforme legislação e regulamentação específicas;

V – discriminar unidades consumidoras da mesma classificação, atendidas em igual tensão de fornecimento, quanto a cobrança de qualquer natureza ou quando da comercialização de energia elétrica excedente, temporária ou de curto prazo, excetuando-se os consumidores livres;

VI - praticar tarifas de uso e conexão na transmissão e na distribuição não compatíveis com os critérios de acesso e valoração estabelecidos;

VII - deixar de assegurar livre acesso, aos seus sistemas de transmissão e distribuição, a outros agentes do setor de energia elétrica e a consumidores não sujeitos à exclusividade do fornecimento;

VIII - deixar de implementar as medidas objetivando o incremento da eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, como estipulado contratualmente;

IX - proceder alteração do estatuto social, transferir ações que implique mudança de seu controle acionário, bem como efetuar reestruturação societária da empresa, sem a anuência prévia da ANEEL;

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

XI - deixar de registrar, em separado, as atividades não objeto da concessão, ou recusar-se a constituir outra sociedade para o exercício destas atividades, quando exigido;

XII - deixar de submeter ao exame e aprovação da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimentos estabelecidos em regulamentos específicos, os contratos, acordos ou ajustes celebrados com acionistas controladores, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, empréstimos, venda de ações, transferência de tecnologia, assistência técnica e científica, aquisição de materiais e equipamentos, informática, planejamento, construção, operação, manutenção e supervisão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como com pessoas físicas ou jurídicas que façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada ou que tenham diretores ou administradores comuns ao agente delegado.;

XIII – ultrapassar os limites legais ou regulamentares de participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica;

XIV – praticar conduta uniforme ou concertada que vise prejudicar o desenvolvimento normal das operações do mercado de energia elétrica;

XV – explorar atividades de energia elétrica sem concessão, permissão ou autorização;

XVI – deixar de cumprir determinação da Aneel, no prazo estabelecido.

Destacam-se nesse grupo as relativas ao cumprimento de índices de qualidade no fornecimento de energia, realização de obras essenciais ao fornecimento de energia, a necessidade de conservação dos bens da concessão, entre outras descritas no Art. 6º e referentes ao Grupo III de multas.

Ainda referentes ao Art. 7º e Grupo IV de multas destacam-se: praticar valores de tarifas superiores aos aprovados pela Agência; cobrar dos consumidores serviços não previstos na legislação e fornecer informações falsas à ANEEL, todas essas infrações possuem como impacto de multa de 1% a 2% do faturamento das concessionárias, conforme Art. 14º da mesma Resolução 63 de 2004.

Art. 14. Sem prejuízo do disposto em regulamento específico ou contrato de concessão, os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I: até 0,01% (um centésimo por cento);

Grupo II: até 0,10% (dez centésimos por cento);

Grupo III: até 1% (um por cento);

Grupo IV: até 2% (dois por cento).

Portanto, para as concessionárias de distribuição faz parte de seu planejamento o cumprimento de todos os requisitos regulatórios referentes à concessão, sendo esse cumprimento peça chave de seus controles internos e possíveis trabalhos de gerenciamento de riscos. Tudo isso a fim de evitar possíveis penalidades em forma de advertências, multas e até da caducidade da concessão e seus impactos no ambiente de negócios das empresas.

3.2.3 Da Não Renovação das Concessões

Dentre os riscos regulatórios inerentes que as empresas de distribuição se defrontam podemos relacionar também o risco de término e fim da concessão, ou seja, de simples fim da empresa, ou relicitação da própria concessão. Vejamos o que de fato determina a legislação a esse respeito no texto da Lei 9.074/1995, nas Regras de Outorga e Prorrogações:

Art. 4º. As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº8.987, e das demais.

§3º. AS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

Art. 22º. As concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 42 da Lei nº8.987, de 1995, poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente.

Segundo o previsto pela mesma lei, todos os ativos das concessionárias deverão ser devolvidos à união, restando a empresa um direito indenizatório referente ao valor dos ativos não inteiramente depreciados e ou amortizados. Abaixo apresenta-se um modelo dos valores indenizáveis.

Figura 8 - Simulação de indenização para concessionárias pela não renovação da concessão

Balanco Patrimonial em R\$ milhões			
	Saldos em 2009	indenização (*)	Saldos ajustados
Ativo			
Disponível	246	4.665	4.911
Imobilizado	4.445	-4.445	0
Outros ativos	4.966		4.966
Total do ativo	9.657	220	9.877
Passivo			
Dívida	3.428		3.428
Impostos diferidos	276	75	351
Outros passivos	3.308		3.308
Total do passivo	7.012	75	7.087
Patrimônio líquido	2.645	145	2.790

* O Valor de indenização está pela Base Tarifária (BRR).

Fonte: Enconsel 2010.

Ou seja, seriam passíveis de indenização os ativos vinculados à concessão não inteiramente depreciados e amortizados, calculados nesse caso na BRR, além da necessidade de devolução de parte dos impostos diferidos devido ao não uso deles, no prazo estabelecido após o término da concessão.

Assim, faz-se importante analisar que as empresas de distribuição, como concessionárias de serviço público, estão todas expostas ao término da concessão, ou sua não prorrogação, devendo, portanto, contemplar esse risco em suas análises e modelos de investimentos, para adequar suas estimativas de remuneração e retorno do capital investido, bem como na sua previsão de continuidade de negócios.

Embora essas premissas de retorno de investimento, como vimos em capítulo anterior, estejam diretamente ligadas ao WACC, determinado pela própria ANEEL que vem sendo diminuído ciclo após ciclo revisional, é importante para as

concessionárias tentar antever essas mudanças podendo, para isso utilizar ferramentas de gestão de riscos e controles internos.

3.3 DAS MEDIDAS DE MITIGAÇÃO DE RISCOS

Como mencionado nos capítulos anteriores, as principais medidas para evitar a materialização dos riscos apresentados e seus respectivos impactos seria a implantação de controles internos eficientes, que pudessem antever e evitar possíveis falhas que comprometessem a eficiência que pudessem gerar prejuízos financeiros às concessionárias de distribuição de energia.

No entanto, atentando para a legislação regulatória do setor, um método das empresas se posicionarem para o pleno atendimento da legislação seria por meio de estudos detalhados dos aspectos regulatórios e da análise de seus impactos dentro das atividades operacionais das empresas, por meio de um trabalho de gestão de riscos, por exemplo.

Analisando os aspectos descritos e exemplificados sobre a Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias e analisando a metodologia proposta pela ANEEL, resta claro que investimentos realizados na expansão da capacidade e extensão das redes são plenamente remunerados através da tarifa e, portanto, incentivados pela Agência. Cabe às concessionárias criarem mecanismos internos de controles e registro desses investimentos, para que esses valores possam ser rastreados e incluídos corretamente nos valores requeridos pelas concessionárias no momento do cálculo dos montantes referentes a Base de Remuneração.

Outro fator importante a respeito dos aspectos da metodologia da Revisão Tarifária e sua remuneração, é que os custos de manutenção das redes são remunerados por meio de estudos comparativos com outras empresas de mesma estrutura, ou seja, importante verificar que mesmo que esses custos sejam, na realidade, inferiores ou superiores aos comparados com as empresas de mesma estrutura, a ANEEL remunerará apenas os valores padrões dentro da faixa de comparação, sendo beneficiadas as empresas que conseguirem gerenciar seus custos abaixo da média da sua faixa de comparação e prejudicadas aquelas que

não conseguirem manter-se, no mínimo, dentro da faixa média, custos excedentes a essa faixa não seriam remunerados e sim arcados pela própria concessionária.

Conforme descrito pela ANEEL no texto da Metodologia PRORET 2.2 da ANEEL (2011, p.06):

Submódulo 2.2 - Custos Operacionais

3.2. ETAPA 2 – ANÁLISE COMPARATIVA

22. Além da análise dos ganhos de produtividade, será procedida uma segunda avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. [...]

23. Para a análise comparativa dos custos operacionais, será utilizada a abordagem Top-Down, que parte dos custos realizados pela distribuidora nos últimos exercícios, anteriores ao novo período tarifário, eliminam-se todos aqueles que não correspondem ao negócio regulado e se efetua uma análise de eficiência comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

24. Como resultado da Etapa 2, são definidos intervalos de resultados esperados para os custos operacionais. [...]

Ou seja, referente aos custos operacionais como salários, despesas gerais e administrativas, etc. serão beneficiadas as empresas que conseguirem manter seus custos abaixo da faixa de comparação, pois estariam sendo remuneradas por valores superiores aos efetivamente gastos.

Por outro lado, para os demais custos operacionais, especificamente agora referindo-se aos valores do ativo fixo operacional de ativos não elétricos, as empresas concessionárias serão remuneradas de acordo com um percentual também pré-definido pela agência e, portanto, limitado. Conforme determinado em outro trecho da metodologia (PRORET) da ANEEL (2011, p.26).

Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória

6. TRATAMENTO DA BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA – BAR

119. Os ativos que compõem a base de anuidade regulatória não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

120. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) será determinada pela formulação a seguir:

$$\text{BAR} = 4,4956 \cdot (\text{AIS} - \text{IA})^{-0,21+1} \cdot (\text{IGPM}_1/\text{IGPM}_0)^{0,21} \quad (6)$$

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; e

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

121. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, ou seja:

- *Aluguéis*: esse grupo de ativos inclui os edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios;
- *Veículos*: esse grupo de ativos inclui todos os veículos para uso administrativo e de operação; e
- *Sistemas*: esse grupo de ativos inclui toda a infraestrutura de hardware e software de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Teleatendimento, além de microcomputadores.

122. Assim, para a segregação adotou-se a média verificada de todas as empresas [...]

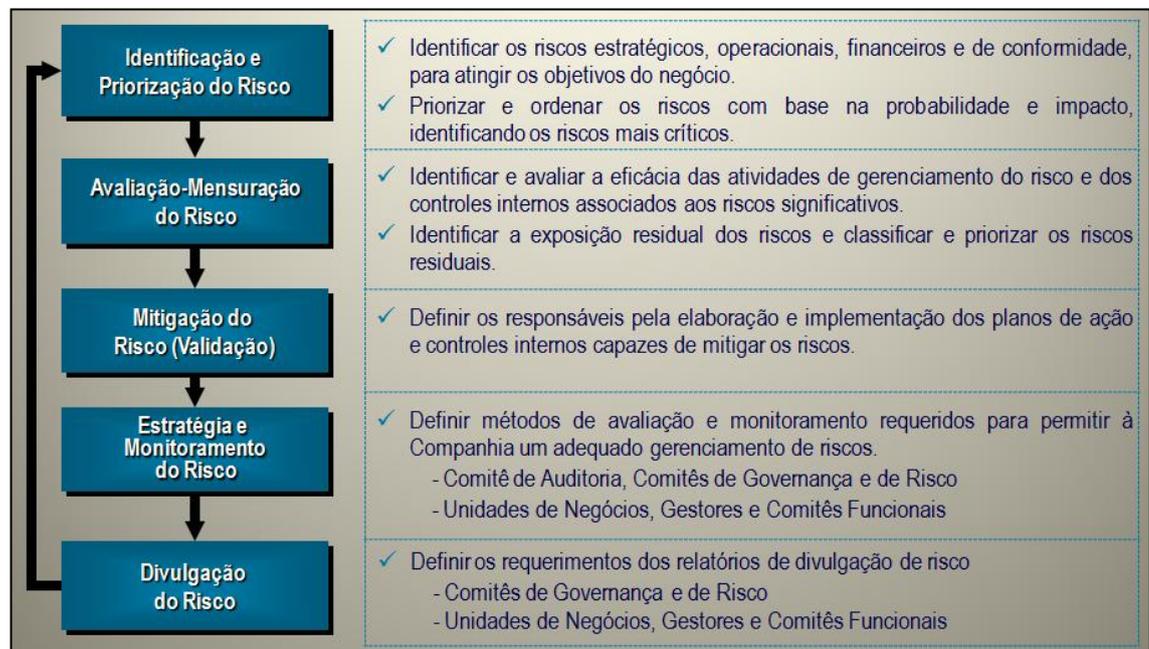
Portanto, uma medida prudente é o controle e acompanhamento dos valores gastos com esses ativos operacionais. Sendo adequado também o eficiente investimento em equipamentos que permitam às empresas reduzir os valores gastos com a operação e manutenção das redes de distribuição, limitando os valores despendidos nessas atividades.

Ainda considerando que para a nova metodologia de Revisão Tarifária implementada pela ANEEL em 2011 (PRORET), os índices de qualidade no fornecimento de energia serão ponderados como fatores que podem aumentar ou diminuir os valores calculados da Base de Remuneração das concessionárias, ou seja, serão beneficiadas empresas que possuírem baixos índices de frequência e tempo de interrupções no fornecimento de energia, tornando ainda mais importante o correto e adequado investimento na qualidade das redes de distribuição, minimizando esses problemas e falhas.

Assim, fica evidente a importância de uma correta análise da metodologia regulatória para as concessionárias de distribuição de energia, bem como a necessidade de um acompanhamento constante e sistemático para gerenciamento dos riscos, visando a implementação de controles que garantam uma correta adequação e entendimento de todas as regras estabelecidas e determinadas pela ANEEL.

Abaixo é demonstrada uma metodologia que pode ser usada para um trabalho de gerenciamento de riscos.

Figura 9 - Exemplo de Metodologia de Gerenciamento de Riscos



A implementação de um trabalho de gerenciamento de riscos, comprovadamente, pode gerar benefícios e meios para criar empresas mais bem preparadas às realidades do setor de energia e fazer com que essas empresas possuam vantagens comparativas frente às demais concorrentes e desta forma tornarem-se empresas protagonistas e consolidadoras dentro do mercado de energia nacional.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os riscos regulatórios são fatores chave para as concessionárias de distribuição de energia, tendo no seu gerenciamento meios de evitar impactos ao mesmo tempo que otimizam seus investimentos e ainda para obter resultados satisfatórios na manutenção da qualidade do fornecimento e retorno dos investimentos.

Ficou comprovada a existência de grandes impactos financeiros para empresas, principalmente referentes ao ciclo de Revisão Periódica Tarifária, onde o correto domínio da metodologia e garantia de seu cumprimento pode evitar grandes perdas financeiras, além de tornar mais eficiente e dar mais retornos para os valores investidos, tanto no aspecto operacional quanto do capital investido.

A legislação regulatória, como demonstrado nesse trabalho, é recente e vem sofrendo alterações para aperfeiçoar as relações entre as concessionárias, clientes e demais agentes como a própria Agência Reguladora, a ANEEL, e se tornar mais condizente com a realidade de desenvolvimento de nosso país.

Do ponto de vista de mercado, atualmente, o setor de distribuição é bastante pulverizado; pelas próprias razões de como foi concebido, com concessionárias estaduais antes das privatizações, mas vem sendo alvo de importantes movimentos consolidadores nos últimos anos, sendo já formado por grandes grupos econômicos. Entre eles a Eletrobrás, companhia estatal que tem controle de várias empresas de distribuição, principalmente no norte e nordeste do país, além de outras importantes empresas nos setores de geração e transmissão de energia.

A implementação de ferramentas de gestão para aperfeiçoamento dos sistemas de controle, entre elas o gerenciamento de riscos, auxilia as empresas a controlar de uma forma mais eficiente e segura seus riscos regulatórios, principalmente por meio de um correto entendimento e implementação de controles internos para monitorar e minimizar possíveis impactos nas atividades das empresas.

Essas técnicas de gestão de riscos tem sido amplamente usadas em setores e empresas que comprovadamente necessitam de grande quantidade de capital para

manter suas atividades e crescer continuamente no mercado. Em parte isso se deve aos altos montantes financeiros empregados nos negócios e aos consequentes impactos que essas falhas podem causar, como demonstrado neste trabalho. Por meio de uma metodologia bem empregada e uma estrutura padronizada, os trabalhos de gestão de riscos podem facilmente gerar retornos financeiros e orientar investimentos de uma maneira mais eficiente, dentro da realidade de cada mercado.

Assim, certamente serão beneficiadas as empresas que possuírem adequados ambientes de controle; uma gestão eficiente e preparada para os impactos regulatórios, podendo essas ferramentas de gestão tornarem-se peças fundamentais para perpetuidade de seus negócios e para o fomento contínuo do aumento da participação dessas empresas no mercado de energia nacional.

5. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª Edição. Brasília. ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório ANEEL 2010**. Brasília. ANEEL, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Site na Internet: Missão da Agência**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=43&idPerfil=2>> Acesso em 01 jan. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Site na Internet: Notas Técnicas N° 105/2008 (AES Sul), N° 184/2008 (COPEL) e N° 225/2008 (CELESC) da Superintendência de Regulação Econômica - SRE da ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc>> Acesso em 20 de março 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa n° 63 de 12 de Maio de 2004**. Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, 12 de maio de 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa n° 367 de 2 de Junho de 2009**. Aprova Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, 02 de junho de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa n° 457 de 8 de Novembro de 2011**. Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o qual define a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 3CRTP. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, 08 de novembro de 2011.

AVALOS, José Miguel Aguilera. **Auditoria e Gestão de Riscos.** Instituto Chiavenato (org). São Paulo: Saraiva, 2009.

BARALDI, Paulo. **Gerenciamento de Riscos Empresariais: A gestão de oportunidades, avaliação de riscos e a criação de controles internos nas decisões empresariais.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

BRASIL, Governo Federal. **Site na Internet: Plano Plurianual 2000-2003 do Governo Federal Brasileiro.** Disponível em: <<http://www.abrasil.gov.br/avalppa/RelAvalPPA2002/default.htm>>. Acessos em Abril de 2012.

CASTRO SILVA, Wendel Alex. **Investimento Regulação e Mercado: uma análise do risco no setor elétrico.** UFLA. Lavras, 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Site na Internet: Área de Atuação.** Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao> Acessos em janeiro e julho de 2012.

COMMITTEE OF SPONSORING ORGANIZATIONS OF THE TREADWAY COMMISSION. **Gerenciamento de Riscos Corporativos - Estrutura Integrada, 2º volume.** Nova Jersey. 2007.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU. **Inteligência em risco no setor elétrico.** Londres. 2009.

ELETOBRÁS. **Site na Internet: O Papel da Eletrobrás.** Disponível em: <<http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMIS641DB632ITEMIDPTBRIE.htm>> Acessos em fevereiro de 2012.

ERNST & YOUNG. **Brasil Sustentável - Desafios do mercado de energia.** São Paulo. 2008.

ERNST & YOUNG. **Companies on Risk: Benefits of Alignment.** Estados Unidos. 2006.

ERNST & YOUNG. Managing Risk across The Enterprise: Connecting new challenges with opportunities. *Estados Unidos. 2005.*

GANIM, Antonio. Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos regulamentares, tributários, e contábeis. *Rio de Janeiro. Editora Synergia: Canal Energia, 2009.*

GLEIM, Irvin N. CIA Review Part. I: Internal Audit Role in Governance, Risk & Control. *Curso Preparatório para Certificação CIA - Certified of Internal Audit, 20ª Edição. Estados Unidos. 2006.*

GODOY, Arilda S. Introdução à pesquisa qualitativa e suas possibilidades. *Revista de Administração de Empresas, v.35, n.2, Mar./ Abr. 1995a, p. 57-63.*

INSTITUTO ACENDE BRASIL. São Paulo: White Paper: Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos. *Edição N°3, Janeiro de 2011.*

INSTITUTO ACENDE BRASIL. São Paulo: White Paper: Uma Avaliação de Rentabilidade do Setor Elétrico. *Edição N°4, Fevereiro de 2011.*

INSTITUTO ACENDE BRASIL. São Paulo: Caderno de Política Tarifária: Análise do Processo de Revisão Tarifária e da Regulação por Incentivos. *Edição N°1, Outubro de 2007.*

MAANEN, John, van. Reclaiming qualitative methods for organizational research: a preface. *Administrative Science Quarterly, vol.24, n° 4, December 1979a, pp. 520-526.*

MAYO, Roberto. Derivativos de eletricidade e gerenciamento de risco. *Rio de Janeiro. Editora Synergia, 2009.*

PASIAN, Iara. Vencimento das Concessões: Visão Jurídica, Institucional e do Mercado. *In: Enconsel, XXVI, 2010. Foz do Iguaçu.*

PICKETT, K.H. Spencer. The Essencial Handbook of Internal Auditing. *Chechester, Inglaterra. Editora John Wiley & Sons. 2ª edição, 2003.*

RUFINO, Romeu Donizete. Condições Gerais de Fornecimento: Resolução Normativa N°414/2010. *In: Enconsel, XXVI, 2010. Foz do Iguaçu.*

RUFINO, Romeu Donizete. Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Audiência Pública N° 040/2010. In: Enconsel, XXVI, 2010. Foz do Iguaçu.

SANTOS, Alexandre. Relatório Final da Comissão Parlamentar de Inquérito - CPI das Tarifas de Energia Elétrica. Câmara Federal de Deputados. Brasília, Novembro de 2009.