



Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE  
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

***Dissertação de Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de  
Negócios***

Remuneração do serviço de  
distribuição de energia elétrica no  
Brasil: a situação das Obrigações  
Especiais e dos Ativos Totalmente  
Depreciados

*Renata de Oliveira e Silva*

Brasília – DF

Outubro de 2013



Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE  
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

**Renata de Oliveira e Silva**

**REMUNERAÇÃO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO BRASIL: A SITUAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES  
ESPECIAIS E DOS ATIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS**

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre Profissional em Regulação e Gestão de Negócios.

---

Banca Examinadora

Professor Doutor Paulo César Coutinho – UnB (Presidente e Orientador)

Professor Doutor Bernardo Mueller – UnB (Membro Titular)

Doutor Hugo Lamin – Agência Nacional de Energia Elétrica (Membro Titular Externo)

---

Universidade de Brasília – UnB

Brasília - DF

Outubro de 2013



Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE  
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

**Renata de Oliveira e Silva**

**REMUNERAÇÃO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO BRASIL: A SITUAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES  
ESPECIAIS E DOS ATIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS**

Universidade de Brasília – UnB

Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

Data de aprovação: 29 de outubro de 2013

---

Professor Doutor Paulo César Coutinho – UnB  
(Presidente e Orientador)

---

Professor Doutor Bernardo Mueller – UnB  
(Membro Titular)

---

Doutor Hugo Lamin - ANEEL  
(Membro Titular Externo)

## **Dedicatória**

*À minha família, que sempre me incentivou.*

## **Agradecimentos**

*Agradeço, antes de tudo, à minha família, principalmente aos meus pais, ao meu irmão e ao meu noivo, que me incentivaram e apoiaram em todos os momentos. Ao professor Paulo César Coutinho pelas contribuições e por ter me aceitado como sua orientanda. Aos meus amigos, pela compreensão e incentivo. Gostaria de agradecer ainda aos meus colegas de trabalho, pela inspiração e pelos conhecimentos proporcionados.*

## **Epígrafe**

*“Não há vida sem correção, sem retificação.”*

*Paulo Freire*

## **Resumo**

A definição de uma tarifa adequada para os serviços públicos de energia elétrica é essencial e complexa, uma vez que deve ser razoável do ponto de vista do consumidor e, ao mesmo tempo, deve prover recursos suficientes para cobrir as despesas eficientes incorridas pelo prestador do serviço, bem como remunerá-lo adequadamente. Particularmente, a tarifa do serviço de distribuição de energia no Brasil é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A remuneração das concessionárias de distribuição, conforme a metodologia vigente de revisões tarifárias, é dada pela aplicação de uma taxa de retorno sobre a Base de Remuneração Líquida das empresas. Nesse contexto, destaca-se a situação dos ativos caracterizados como Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados. As Obrigações Especiais correspondem aos ativos que estão vinculados à concessão de distribuição e que não foram constituídos com o capital da concessionária. Os Ativos Totalmente Depreciados, por sua vez, correspondem aos bens que, apesar de amortizados, permanecem em operação após o fim de sua vida útil contábil. As Obrigações Especiais e os Ativos Totalmente Depreciados não compõem a Base de Remuneração Líquida das concessionárias de distribuição, sobre a qual é calculada a remuneração, de forma que as empresas são responsáveis pela gestão e pelos riscos associados a esses ativos sem receberem qualquer retorno relacionado. Analisando a base total de ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica observa-se que, para muitas delas, a participação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados é consideravelmente elevada, o que torna a questão da ausência de remuneração ainda mais relevante. Assim sendo, o presente trabalho tem como objetivo analisar a adequação da remuneração vigente para o serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, sobretudo a situação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados, com base na análise dos riscos associados à prestação desse serviço.

**Palavras-Chave:** Regulação; Risco; Remuneração; Energia Elétrica; Distribuição.

## **Abstract**

The definition of an adequate tariff for electricity utilities is essential and complex, since it must be reasonable from the point of view of the consumer and, at the same time, it must provide sufficient resources to cover the expenses incurred by the efficient service provider and reward him accordingly. Particularly, the rate of the power distribution service in Brazil is defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency - ANEEL. The return of distribution companies, according to the current methodology of tariff revisions, is given by applying a rate of return on the companies' Net Asset Base. In this context, stands out the situation of assets characterized as Special Obligations and Fully Depreciated Assets. Special Obligations correspond to distribution concession assets that were not acquired with concessionaire's funds. Fully Depreciated Assets, in turn, correspond to the assets that, although amortized, remain in operation after the end of its accounting useful life. Special Obligations and Fully Depreciated Assets are not included in the Net Asset Base of distribution utilities, on which the remuneration is calculated, so these companies are responsible for the management and the risks associated with these assets without receiving any return. Analyzing the total assets base of the electricity distribution concessionaires it is observed that, for many of them, the participation of Special Obligations and Fully Depreciated Assets is considerably high, which makes the problem of lack of remuneration even more relevant. Therefore, this study aims to examine the adequacy of the return defined for the Brazilian power distribution service, especially the situation of Special Obligations and Fully Depreciated Assets, based on the analysis of the risks associated with that service.

**Keywords:** Regulation; Risk; Return; Electricity; Distribution.



## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Relação Obrigações Especiais <i>versus</i> Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.....	35
Gráfico 2 - Relação Ativos Totalmente Depreciados <i>versus</i> Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.....	37
Gráfico 3 - Relação conjunta Obrigações Especiais e Ativos Totalmente Depreciados <i>versus</i> Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.....	38
Gráfico 4 – Índice de Energia Elétrica .....	48
Gráfico 5 – Índice Bovespa .....	49
Gráfico 6 – Variação IEE e Ibovespa de janeiro/2012 a abril/2013.....	50

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Encargos Setoriais (R\$ milhão).....	29
Tabela 2 – Comparação entre as Obrigações Especiais e a Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.....	34
Tabela 3 – Comparação entre os Ativos Totalmente Depreciados e a Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras .....	36
Tabela 4 – Comparação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados, conjuntamente, em relação à Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.....	37
Tabela 5 – Saldo provisionado para riscos tributários, cíveis, trabalhistas, ambientais e outros relacionados, em 2012, pelas 20 maiores concessionárias privadas de distribuição brasileiras (R\$ mil) .....	45
Tabela 6 – Resultados dos indicadores de governança para o ano de 2012 .....	53
Tabela 7 – Evolução dos indicadores de governança do Brasil entre os anos de 2011 e 2012.....	53
Tabela 8 - Receita inicial das transmissoras - Sugestão ANEEL (NT 383/2012).....	61
Tabela 9 - Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica que renovaram seus contratos de concessão .....	63
Tabela 10 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da CELTINS .....	69
Tabela 11 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da SULGIPE .....	70
Tabela 12 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da IENERGIA .....	70

## Lista de Siglas e Abreviaturas

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>BANO</b>	Base de Ativos Não Onerosos
<b>BDI</b>	Taxa de Benefício e Despesas Indiretas
<b>BM&amp;FBOVESPA</b>	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros de São Paulo
<b>BRL</b>	Base de Remuneração Líquida
<b>CAIMI</b>	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
<b>CCC</b>	Conta de Consumo de Combustíveis
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CDE</b>	Conta de Desenvolvimento Energético
<b>CELPE</b>	Companhia Energética de Pernambuco
<b>CFURH</b>	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>COFINS</b>	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
<b>DEA</b>	Data Envelopment Analysis (Análise Envoltória de Dados)
<b>DIT</b>	Demais Instalações de Transmissão
<b>EER</b>	Encargo de Energia de Reserva
<b>ELETROPAULO</b>	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
<b>ELETRORAS</b>	Centrais Elétricas Brasileiras
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética

<b>ESS</b>	Encargos de Serviços do Sistema
<b>IBOVESPA</b>	Índice Bovespa
<b>IDR</b>	Issuer Default Rating
<b>IEE</b>	Índice de Energia Elétrica
<b>IGP-M</b>	Índice Geral de Preços do Mercado
<b>IPCA</b>	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
<b>LDI</b>	Taxa de Lucro e Despesas Indiretas
<b>MCTI</b>	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
<b>MMA</b>	Ministério do Meio Ambiente
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>O&amp;M</b>	Operação e Manutenção
<b>OE</b>	Obrigações Especiais
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento
<b>PIS</b>	Programa de Integração Social
<b>PLPT</b>	Programa Luz Para Todos
<b>PMSO</b>	Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispêndios
<b>PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>PRORET</b>	Procedimentos de Regulação Tarifária
<b>RAP</b>	Receita Anual Permitida
<b>RBNI</b>	Rede Básica Novas Instalações
<b>RBSE</b>	Rede Básica do Sistema Existente

<b>RGR</b>	Reserva Global de Reversão
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>TCU</b>	Tribunal de Contas da União
<b>TFSEE</b>	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
<b>UBP</b>	Uso de Bem Público
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado do Capital)
<b>WGI</b>	Worldwide Governance Indicators

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>15</b>
1.1	Objetivo do Trabalho.....	18
1.2	Metodologia .....	18
1.3	Estrutura do trabalho .....	19
<b>2</b>	<b>Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil</b> .....	<b>21</b>
2.1	Disposições legais sobre as tarifas de distribuição .....	21
2.2	Composição das tarifas de distribuição .....	23
2.3	Participação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados em concessionárias de distribuição.....	34
<b>3</b>	<b>Riscos associados à prestação de serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil</b> .....	<b>41</b>
3.1	Riscos Judiciais .....	42
3.2	Risco Regulatório.....	47
<b>4</b>	<b>Remuneração do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil</b> .....	<b>56</b>
4.1	Remuneração do serviço de transmissão até 2012 .....	58
4.2	Novo contexto legal-regulatório: Lei nº 12.783/2013 .....	59
4.3	Remuneração do serviço de transmissão no novo contexto legal-regulatório (após 2012).....	59
<b>5</b>	<b>Recomendações para o cálculo de uma remuneração adequada para o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil</b> .....	<b>66</b>
<b>6</b>	<b>Conclusões e considerações finais</b> .....	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>Referências Bibliográficas</b> .....	<b>76</b>
	<b>Anexo I</b> .....	<b>83</b>

## 1 Introdução

A energia elétrica é um bem essencial ao mundo moderno e está intimamente ligada ao desenvolvimento das economias e à qualidade de vida das sociedades. Nesse contexto, a disponibilização dos serviços de eletricidade aparece sempre como um tema atual e de grande relevância.

Segundo o Art. 21 da Constituição Federal Brasileira, compete à União “XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...) b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos” (BRASIL, 1988). A exploração dos serviços e instalações de energia elétrica compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Esses serviços têm sido explorados indiretamente tanto por empresas públicas quanto privadas que, por sua vez, estão submetidas às determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A ANEEL foi instituída pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 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. A Agência possui como atribuições, entre outras (BRASIL, 1996):

- i. implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- 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;
- iii. 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;

- iv. estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;
- v. 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;
- vi. homologar as receitas dos investidores 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 promovidos para atendimento às necessidades do mercado;
- vii. definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- viii. regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

Entre as competências da ANEEL está, portanto, a fixação das tarifas dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a implementação de políticas e diretrizes do governo federal e o estabelecimento das metas de universalização a serem periodicamente alcançadas pelas distribuidoras.

A definição de uma tarifa adequada para os serviços de energia elétrica é essencial e complexa. A tarifa deve, concomitantemente: (i) ser razoável do ponto de vista do consumidor, buscando a modicidade tarifária; (ii) prover recursos suficientes à prestação de um serviço de qualidade, o que inclui a cobertura de dispêndios necessários à prestação do serviço; e (iii) remunerar o investidor, de forma a atraí-lo para a atividade.

Particularmente, no presente trabalho será examinada a parcela da tarifa referente à remuneração dos prestadores de serviços de distribuição de energia elétrica, definida pela ANEEL. Para fins de simplificação, todos prestadores de serviços públicos no setor de energia elétrica serão denominados investidores, independente da ocorrência ou não de aporte de capital por parte desses.

Segundo a teoria financeira, em situação de equilíbrio a taxa de retorno para compensar o investidor de determinada atividade é composta pela soma de duas



partes: uma, chamada de taxa livre de risco, está relacionada à impaciência do investidor (a taxa de desconto intertemporal), e a outra, chamada prêmio de risco, está relacionada ao risco do empreendimento e à aversão ao risco do investidor marginal.

Conforme descrito por Bodie, Kane e Marcus (BODIE; KANE; MARCUS, 2003), os agentes do mercado desempenham atividades empresariais ou investem capital em determinado empreendimento com o objetivo de obter retornos futuros. Entretanto, retornos futuros não são totalmente previsíveis. Muitas vezes o retorno realizado é diferente do previsto no momento da decisão de investir ou de desempenhar determinada atividade. Há, portanto, um risco associado a transações realizadas em troca de retornos futuros, em virtude da incerteza.

Na ausência de incerteza, isto é, se retornos esperados pudessem ser alcançados sem a contrapartida do risco adicional, obviamente haveria uma demanda dos investidores pelos ativos de alto retorno, de forma que o preço desses aumentaria. Conseqüentemente, isso faria com que a taxa de retorno desses investimentos se reduzisse, diminuindo a atratividade e a demanda pelo negócio.

Similarmente, se os retornos esperados fossem independentes do risco, haveria um movimento intenso para vender os ativos mais arriscados. Logo, os preços desses cairiam, aumentando suas taxas de retorno esperadas, até que se tornassem atrativas o suficiente para os investidores.

Conseqüentemente, “em equilíbrio todos os ativos devem ter a mesma taxa de retorno ajustada pelo nível de risco. A lógica é: se um ativo tiver uma taxa de retorno ajustada pelo risco maior do que um outro, todos os investidores preferirão ter o ativo com maior taxa de retorno ajustada pelo nível de risco. Assim, no equilíbrio, as taxas de retorno ajustada pelo risco têm de ser equalizadas” (VARIAN, 2006).

Tem-se, portanto, a existência de um *trade-off* entre risco e retorno, de forma que ativos mais arriscados precisam oferecer um retorno adicional em relação aos ativos de baixo risco para que se tornem atrativos aos investidores.

A tarefa de estimar o risco de determinada atividade ou determinado ativo não é trivial e existem diversas formas de fazê-la. Mais complexa ainda se mostra a tarefa

de determinar numericamente a relação risco-retorno esperado adequada para ativos e atividades.

Duas medidas comuns do risco são a variância e o desvio-padrão. Segundo Berk e DeMarzo (BERK; DEMARZO, 2008), “se pudéssemos observar as distribuições de probabilidade que os investidores preveem, poderíamos calcular seus retornos esperados e volatilidades e explorar a relação entre eles”. Entretanto, “na maioria das situações não conhecemos a distribuição de probabilidade explícita”. Sem esta informação, se torna complexa a tarefa de estimar e comparar riscos e retornos.

Nesse contexto, e com o intuito de aprofundar essa discussão para o segmento de distribuição de energia elétrica, será feita neste trabalho uma análise da remuneração estabelecida para essa atividade, buscando verificar a adequação dos retornos definidos frente aos riscos apresentados pelo negócio.

## **1.1 Objetivo do Trabalho**

O presente trabalho tem como objetivo analisar a adequação da remuneração vigente para o segmento de distribuição de energia elétrica com base na análise dos riscos associados à prestação desse serviço.

## **1.2 Metodologia**

Tendo como base a classificação apresentada por Vergara (VERGARA, 2013), uma pesquisa é qualificada por dois critérios: quanto aos fins e quanto aos meios.

Em relação aos fins, a pesquisa deste trabalho pode ser entendida como descritiva, explicativa e aplicada.

Segundo a autora, uma pesquisa descritiva é aquela que “expõe características de determinada população ou fenômeno” e “não tem compromisso de explicar os fenômenos que descreve”. A pesquisa descritiva deste trabalho buscará relatar as características da remuneração do serviço de distribuição.

A investigação explicativa “tem como principal objetivo tornar algo inteligível, justificar-lhe os motivos. Visa, portanto, esclarecer quais fatores contribuem, de alguma forma, para a ocorrência de determinado fenômeno”. Assim, a pesquisa

explicativa buscará explicar os riscos relacionados à prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica, para justificar a necessidade de inclusão de uma remuneração para compensá-los.

A pesquisa aplicada “é fundamentalmente motivada pela necessidade de resolver problemas concretos. Tem, portanto, finalidade prática, ao contrário da pesquisa pura, motivada basicamente pela curiosidade intelectual do pesquisador e situada sobretudo no nível da especulação”. O presente trabalho tem a finalidade prática de propor aperfeiçoamento para a metodologia vigente de remuneração no setor de distribuição de energia elétrica.

Quanto aos meios a pesquisa será documental e bibliográfica.

Segundo Vergara, a investigação documental pode ser realizada “em documentos conservados no interior de órgãos públicos e privados de qualquer natureza”: registros, regulamentos, ofícios, memorandos, balancetes e outros. A pesquisa bibliográfica, por sua vez, é caracterizada como “o estudo sistematizado desenvolvido com base em material publicado em livros, revistas, jornais, redes eletrônicas, isto é, material acessível ao público em geral”.

A presente pesquisa documental e bibliográfica se dará, assim, por análise de leis, decretos, resoluções, dissertações e sites especializados, relacionados com o setor elétrico brasileiro. Será empregada também a teoria microeconômica que trata dos custos e riscos associados à prestação de serviços públicos regulados e a teoria financeira relacionada à precificação de riscos. Além disso, serão apresentados dados reais que servirão às análises e às conclusões atinentes ao objetivo do trabalho.

### **1.3 Estrutura do trabalho**

Na sequência do presente capítulo de introdução, o segundo capítulo descreve a metodologia utilizada para a definição da remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, com destaque para a situação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados.

O capítulo 3 apresenta um levantamento dos riscos associados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil.

É apresentada, no capítulo 4, a situação do segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro, no qual as mudanças no marco regulatório ensejaram a introdução de uma taxa de retorno para os prestadores do serviço adicional à remuneração sobre o capital investido.

No capítulo 5 é feita uma sugestão para que, tendo como base o tratamento dispensado às transmissoras, seja incluída na receita requerida das concessionárias de distribuição uma taxa de administração relacionada à operação de ativos oriundos de Obrigações Especiais e de Ativos Totalmente Depreciados.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões e considerações finais e no capítulo 7 estão as referências bibliográficas.

## **2 Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil**

O serviço público de distribuição de energia teve seu arranjo regulatório revisto pelas reformas do setor elétrico ocorridas a partir de 1995. Como consequência da nova configuração, isto é, dado que as atividades de geração e distribuição não puderam mais ser exercidas pelo mesmo investidor, a cobrança pela energia comprada de terceiros passou a ser neutra para o distribuidor, sendo o preço pago por ele repassado aos seus consumidores. O mesmo aconteceu com os custos de acesso ao sistema de transmissão utilizados pelo distribuidor.

Nesse novo arranjo, o valor do serviço prestado pela distribuidora ficou sendo determinado por meio da chamada “receita requerida” da concessionária. Essa receita constitui a base de cálculo para as tarifas praticadas durante cada ciclo tarifário.

Tem-se, portanto, que pela prestação dos serviços que lhes são concedidos as distribuidoras de energia elétrica recebem dos consumidores uma tarifa previamente definida nos respectivos Contratos de Concessão. Essas tarifas sofrem alteração exclusivamente mediante: i) reajuste tarifário anual, cuja fórmula paramétrica de atualização está definida nos próprios Contratos de Concessão; ii) revisão tarifária periódica, realizada em intervalos que variam de três a cinco anos, dependendo da concessão, e cujos critérios e metodologias são estabelecidos em resoluções da Agência, atualmente consolidadas no Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET; e iii) revisão tarifária extraordinária, realizada quando evento extraordinário não coberto pelos dois mecanismos anteriores provoca desequilíbrio econômico - financeiro significativo na concessão.

### **2.1 Disposições legais sobre as tarifas de distribuição**

Os processos de movimentação tarifária constituem obrigação legal e contratual, cabendo à ANEEL sua implementação, conforme as seguintes disposições:

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos (BRASIL, 1995a)

“Art. 9º, § 2º: Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.”

“Art. 29: Incumbe ao poder concedente: (...)

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

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 - Institui a ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica (BRASIL, 1996)

“Art. 15: Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas: (...)

Inciso IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato”.

Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 - Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 1997a)

“Anexo I, Art. 4º, Inciso X: À ANEEL compete (...) atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.”

Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL, [s.d.]a)

“Subcláusula Sétima: A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à

modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira desta cláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.”<sup>1</sup>

## **2.2 Composição das tarifas de distribuição**

Atualmente, atuam na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil 63 empresas, listadas no Anexo I.

Para fins de reajuste e revisão de suas tarifas, as respectivas receitas anuais das concessionárias de distribuição são divididas em dois componentes, conceitualmente denominados Parcela A e Parcela B.

A Parcela A da receita corresponde ao repasse dos chamados custos não gerenciáveis, ou seja, aqueles cujos valores e/ou quantidades independem do controle da empresa de distribuição, tais como os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, além dos encargos setoriais, que são definidos em legislação específica e cujos montantes e preços, em certa medida, independem da vontade ou gestão da distribuidora. (ANEEL, 2011b)

A Parcela B, por sua vez, compreende a cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados (ANEEL, 2011b). Esses custos são considerados gerenciáveis, uma vez que a concessionária tem capacidade de administrá-los diretamente.

Os procedimentos para cálculo da revisão tarifária periódica das distribuidoras no 3º Ciclo de Revisões estão descritos no Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Conforme a metodologia aprovada pela ANEEL, compõem a Parcela A os seguintes itens (ANEEL, 2011b):

---

<sup>1</sup> Conforme mencionado, o período tarifário das distribuidoras de energia elétrica pode ser de três, quatro ou cinco anos, de acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão de cada concessionária.

- a) **Custo de Aquisição de Energia Elétrica Comprada:** Custo da energia elétrica comprada pela concessionária para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado consumidor e ao montante necessário para cobertura das perdas elétricas decorrentes do transporte da energia, de erros de medição e de furto de energia.
- b) **Custo de Conexão e Uso do Sistema de Distribuição e/ou Transmissão:** Valor pago pela concessionária referente ao transporte da energia elétrica nas redes de transmissão e de outras concessionárias de distribuição, desde as usinas geradoras até a sua própria rede.
- c) **Encargos Setoriais:** Definidos pela legislação, os encargos setoriais têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional, não representando, portanto, receita para a concessionária, que deve apenas recolher os respectivos montantes cobrados dos consumidores via tarifa de energia elétrica. São eles:
- i. **Reserva Global de Reversão – RGR:** Criada pelo Decreto nº 41.019/1957 (BRASIL, 1957), a RGR teve sua vigência estendida até 2035 por meio da Lei nº 12.431/2011 (BRASIL, 2011b). Seu recolhimento foi desobrigado, entretanto, por meio da Lei nº 12.783/2013 (BRASIL, 2013), a partir de 2013, para as distribuidoras e para as transmissoras e geradoras prorrogadas ou licitadas nos termos da referida Lei. Esse encargo refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação das instalações dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela empresa em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras;
  - ii. **Conta de Consumo de Combustíveis – CCC:** Criada pela Lei nº 5.899/1973 (BRASIL, 1973) e extinta pela Lei nº 12.783/2013 (BRASIL, 2013), a CCC tinha como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis



para a geração de energia termoelétrica nos Sistemas Isolados. Os valores da CCC eram fixados anualmente pela ANEEL para cada concessionária de distribuição;

- iii. **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE:** Instituída pela Lei nº 9.427/1996 (BRASIL, 1996) e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997 (BRASIL, 1997b), a TFSEE é estabelecida anualmente pela ANEEL e tem como finalidade custear o funcionamento da Agência Reguladora. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do serviço público de energia elétrica. Os valores estabelecidos são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL;
- iv. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA:** Instituído pela Lei nº 10.438/2002 (BRASIL, 2002) e regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004 (BRASIL, 2004a), esse encargo tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas (eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) na produção de energia elétrica no país. A ANEEL publica anualmente as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas, em duodécimos, por todos os participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN<sup>2</sup> que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição. As cotas anuais são calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRAS. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRAS;
- v. **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE:** Criada pela Lei nº 10.438/2002 (BRASIL, 2002) e modificada pela Lei nº

---

<sup>2</sup> O Sistema Interligado Nacional – SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do país. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. (ONS, [s.d.] )

12.783/2013 (BRASIL, 2013), a CDE tem a finalidade de prover recursos para: (i) o desenvolvimento energético dos Estados; (ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; (iii) garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; (iv) os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; (vi) promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; e (vii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural. Seus recursos são provenientes: (i) das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com consumidor final; (ii) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; (iii) das multas aplicadas pela ANEEL; e (iv) de créditos da União. A CDE é regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRAS;

- vi. **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH:** Criada pela Lei n.º 7.990/1989 (BRASIL, 1989), destina-se a compensar a União, os estados e os municípios afetados pelo uso da água e pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente - MMA, 3% ao Ministério de Minas e Energia - MME, e 4% ao Ministério da Ciência, Tecnologia e

Inovação - MCTI. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL;

- vii. **Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética:** Criado pela Lei nº 9.991/2000 (BRASIL, 2000), tem por objetivo estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas ao setor elétrico. As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica são obrigadas a aplicar, anualmente, percentual de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Estão envolvidos com a sua gestão o MCTI, o MME, a ANEEL e os próprios concessionários do setor;
- viii. **Operador Nacional do Sistema – ONS<sup>3</sup>:** Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS. Criado pela Lei nº 9.648/1998 (BRASIL, 1998), o Operador Nacional do Sistema tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados (ANEEL, 1999). Sua gestão fica a cargo do ONS;
- ix. **Encargo de Energia de Reserva – EER:** Encargo criado pela Lei nº 10.848/2004 com o objetivo de cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários (BRASIL, 2004b). Esse encargo é rateado entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da

---

<sup>3</sup> Esse encargo encontra-se em processo de modificação em função da Audiência Pública ANEEL 16/2013, que tem por objetivo alterar o Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Resolução nº 373, de 29 de dezembro de 1999.

interligação ao SIN. Seu valor é definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL; e

- x. **Encargos CCEE:** Representa os custos incorridos para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo (CCEE, 2013). Seu valor é apurado mensalmente pela CCEE e consiste basicamente de Encargos de Serviços do Sistema – ESS. Os ESS contemplam o ressarcimento às concessionárias de geração dos custos incorridos por: (i) restrições de operação; (ii) prestação de serviços ancilares e (iii) despacho adicional de usina por motivo de segurança energética<sup>4</sup>.

Os recursos oriundos da aplicação de penalidades antigas por insuficiência de lastro de comercialização de energia, das penalidades por falta de combustível, das penalidades de medição, das multas pelo não aporte das garantias financeiras e das multas por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo podem ser utilizados para abatimento ou alívio do total de ESS a ser pago.

A Tabela 1 apresenta os valores recolhidos pelas distribuidoras relativos a encargos setoriais de energia elétrica entre 2004 e 2012 (ANEEL, [s.d.]b):

---

<sup>4</sup> Conforme consta do Art. 2º da Resolução nº 03 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 06 de março de 2013, “por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados. (...) O custo do despacho adicional de usina acionada por decisão do CMSE (...) será rateado entre todos os agentes de mercado (...) e será cobrado mediante encargo de serviços do sistema por motivo de segurança energética, na forma do disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004” (CNPE, 2013).

**Tabela 1 - Encargos Setoriais (R\$ milhão)<sup>5</sup>**

Encargos Setoriais (R\$ milhão)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Reserva Global de Reversão – RGR	1.177,2	1.181,8	1.282,3	1.317,0	1.425,4	1.629,6	1.594,1	1.724,9	
Conta de Consumo de Combustível – CCC	3.322,6	3.419,3	4.525,7	2.870,6	3.523,3	3.021,0	5.173,4	5.571,7	
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	220,2	270,8	307,1	327,4	358,7	375,3	385,7	464,7	195,9
PROINFA	-	-	385,2	634,5	895,7	1.573,0	1.816,0	1.794,3	2.252,7
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.455,4	2.044,1	2.283,4	2.469,7	2.483,7	2.841,8	2.960,6	3.313,8	3.722,6
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	779,6	1.003,7	1.100,0	1.244,3	1.259,2	1.338,5	1.514,9	1.635,8	
Encargos de Serviços do Sistema – ESS	138,7	266,3	311,8	161,6	2.399,8	527,7	1.731,5	1.416,6	
Operador Nacional do Sistema - ONS	8,9	9,6	10,2	10,7					
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	-	-	-	-	31,7	311,9	321,0	
<b>TOTAL</b>	<b>7.102,6</b>	<b>8.195,6</b>	<b>10.205,7</b>	<b>9.035,8</b>	<b>12.345,8</b>	<b>11.338,6</b>	<b>15.488,1</b>	<b>16.242,8</b>	<b>6.171,2</b>

Por sua vez, a Parcela B da receita das distribuidoras de energia elétrica é composta pelos seguintes itens (ANEEL, 2011b):

- a) Custos Operacionais: Referem-se aos custos para execução dos processos comerciais, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração.
- b) Receitas Irrecuperáveis: Parcela esperada da receita total faturada pela empresa que possivelmente não será arrecadada em função de inadimplemento por parte dos consumidores.
- c) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI (ou Anuidades): Refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.
- d) Remuneração do Capital: Parcela correspondente à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária, que depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital.
- e) Quota de Reintegração: Parcela referente à depreciação e amortização dos investimentos realizados. Depende essencialmente da Base de Remuneração Bruta e da taxa média de depreciação das instalações.

<sup>5</sup> Os dados relativos aos campos em branco da tabela não foram disponibilizados pela ANEEL.

Conforme descrito, em relação à Parcela A, a concessionária tem o papel de repassar os mencionados custos aos consumidores (*pass-through*) não resultando desse processo nenhum ganho efetivo para a empresa.

Na Parcela B está incluída a remuneração do investidor (Remuneração de Capital). Esta, segundo a metodologia vigente, é resultado da multiplicação da Base de Remuneração Líquida - BRL da empresa pelo Custo de Capital (ANEEL, 2011b), conforme apresentado na Equação 1.

$$\text{Remuneração} = \text{Custo de Capital} \times \text{BRL}$$

**Equação 1**

O Custo de Capital corresponde à taxa de retorno sobre o capital investido, percentual determinado pela ANEEL a cada ciclo tarifário e usualmente calculado por meio do Custo Médio Ponderado do Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*). A cada ciclo tarifário é definido pelo regulador um único Custo de Capital a ser utilizado para todas as concessionárias de distribuição. Nas revisões das distribuidoras de energia referentes ao 3º ciclo tarifário, realizadas entre 2011 e 2014, o WACC real depois de impostos considerado pelo regulador brasileiro é de 7,50%<sup>6</sup> (ANEEL, 2011b).

Por sua vez, a Base de Remuneração Líquida correspondente à parcela dos ativos que é remunerada segundo a metodologia. Ela é dada pela totalidade de ativos da concessionária<sup>7</sup> subtraída do Índice de Aproveitamento, das Obrigações Especiais e da Depreciação Acumulada, conforme apresentado na Equação 2.

$$\text{BRL} = \text{Ativos da concessão} - \text{Índice de Aproveitamento} - \text{Obrigações Especiais} \\ - \text{Depreciação Acumulada}$$

**Equação 2**

O Índice de Aproveitamento resulta da aplicação de um fator de utilização sob determinados grupos de ativos, considerando o uso efetivo desses à época da revisão tarifária, bem como uma estimativa para os anos subsequentes (ANEEL,

---

<sup>6</sup> Do ponto de vista do investidor, o que interessa é a taxa de retorno líquida após todos os juros e tributos pagos. Assim, usualmente adota-se como referência o chamado WACC após impostos, ou seja, o custo de capital após descontados os tributos aplicáveis.

<sup>7</sup> A rigor, esses correspondem à soma das contas: (i) Ativo Imobilização em Serviço, (ii) Almoxarifado em Operação, (iii) Ativo Diferido e (iv) Terrenos e Servidões.

2011b). Por meio do Índice de Aproveitamento, portanto, são desconsiderados na BRL, e conseqüentemente não são remunerados, os ativos que a empresa possui mas que não se mostram necessários para a prestação adequada do serviço de distribuição de energia.

As Obrigações Especiais correspondem aos ativos que estão vinculados à concessão, que são necessários para a prestação do serviço e que não foram constituídos com o capital da concessionária, mas sim com a participação financeira do consumidor, de dotações orçamentárias da União, de verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos (ANEEL, 2011b). Segundo a metodologia vigente, por não constituírem passivos onerosos para a concessionária, as Obrigações Especiais são subtraídas da totalidade de ativos para fins de cálculo da remuneração de capital (ANEEL, 2011a).

A Depreciação Acumulada, segundo a metodologia adotada, é deduzida da totalidade de ativos para fins de cálculo da BRL pois ativos depreciados não fazem jus a uma remuneração. Segundo entendimento da ANEEL, apresentado na Nota Técnica nº 296/2011, “não há como imputar aos consumidores o pagamento de uma remuneração sobre ativos que já foram integralmente pagos por eles” (ANEEL, 2011a).

Nesse contexto, destaca-se a situação dos ativos oriundos de Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados.

Os ativos decorrentes de Obrigações Especiais em geral são relacionados ao Programa Luz Para Todos – PLPT, programa de eletrificação rural lançado pelo Governo Federal em novembro de 2003, que tem como objetivo acabar com a exclusão do acesso à energia elétrica no Brasil (BRASIL, 2003). O PLPT é coordenado pelo MME e operacionalizado com a participação da ELETROBRAS e das empresas de seu grupo empresarial. Inicialmente programado para finalizar em 2008, o Programa sofreu duas prorrogações e atualmente está previsto para ser concluído no ano de 2014 (BRASIL, 2011a).

Para o atendimento da população por meio do PLPT são empregados recursos provenientes de fundos setoriais de energia, bem como de investimentos do governo e das próprias empresas distribuidoras de energia elétrica. Trata-se então de um

programa de governo compulsório para as distribuidoras, cujos investimentos são em grande parte realizados com recursos não onerosos.

Conforme mencionado, esses recursos são contabilizados na base de ativos das empresas na forma de Obrigações Especiais e, conseqüentemente, não possuem remuneração associada.

Entretanto, apesar da ausência de remuneração, cabe às concessionárias, a operacionalização desses ativos, o que contempla todos os riscos e custos dessa obrigatoriedade.

Por sua vez, no que se refere aos Ativos Totalmente Depreciados, tem-se que ao final de seu período de depreciação os ativos deixam de fazer parte da base de remuneração das concessionárias e, conseqüentemente, não possuem mais um retorno associado. Entretanto, na prática, ao fim do período de depreciação, muitos ativos ainda estão em boas condições de uso, não apresentando necessidade de serem substituídos. (NEOENERGIA, 2011)

Diante disso, muitas vezes as empresas mantêm em funcionamento os chamados Ativos Totalmente Depreciados, que correspondem aqueles que já foram depreciados mas que ainda estão em boas condições de uso. Outras vezes, porém, as empresas optam pela substituição dos ativos contabilmente depreciados, independente das condições reais desses, uma vez que agindo assim elas continuam a receber a remuneração associada a sua gestão.

Observa-se que a abordagem regulatória de desconsiderar na base remunerável os ativos contabilmente depreciados, independente da sua condição real, não parece a mais adequada do ponto de vista da equidade, da eficiência e da modicidade tarifária. Isso porque, caso a concessionária opte por manter em uso os Ativos Totalmente Depreciados, ela fica responsável pela gestão e por todos os riscos associados a esses ativos sem receber qualquer retorno relacionado, uma vez que esses deixam de compor a base de remuneração.

Por outro lado, a substituição dos ativos depreciados antes do final de sua vida útil real faz com que a tarifa passe a incorporar uma taxa de remuneração e uma taxa de depreciação associadas ao novo ativo, apesar de o antigo ainda apresentar boas condições de uso.



Tem-se, portanto, que os Ativos Totalmente Depreciados e as Obrigações Especiais, apesar de estarem relacionados a investimentos prudentemente realizados e a bens que estão efetivamente a serviço da concessão, não são remunerados segundo a metodologia regulatória vigente de revisões tarifárias.

Cabe mencionar que na definição dos custos operacionais para o 3º ciclo tarifário das distribuidoras o regulador analisou a necessidade de recursos para operar a concessão como um todo, não havendo qualquer distinção a respeito da origem de ativos, de forma que todos recebem o mesmo tratamento. Assim, tem-se que a metodologia inclui, na receita requerida das concessionárias, parcela destinada a cobrir os custos de operação e manutenção dos Ativos Totalmente Depreciados e oriundos de Obrigações Especiais.

Além disso, conforme consta do item 60 da NT ANEEL nº 296/2011, “no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas foi considerado um adicional de custo para algumas concessionárias que tinham uma proporção de ativos totalmente depreciados acima da média do setor de distribuição (medida como a proporção de ativos totalmente depreciados com relação ao ativo imobilizado em serviço). Esse adicional se referia a um custo de operação e manutenção corretiva para aqueles equipamentos que vão além da vida média, já que os mesmos podem ser mais suscetíveis a falhas” (ANEEL, 2011a). Esses montantes adicionais incluídos nos custos operacionais do 2º ciclo também foram considerados no cálculo dos custos operacionais do 3º ciclo de revisões tarifárias (ANEEL, 2011a).

Embora considerados os custos de operação e manutenção, observa-se que os investidores não recebem nenhum retorno para gerir os Ativos Totalmente Depreciados e aqueles oriundos de Obrigações Especiais. Conseqüentemente, eles ficam responsáveis por essa gestão e sujeitos a todos os riscos associados sem a contrapartida da remuneração.

Assim, a existência de ativos não remunerados nas concessões pode elevar expressivamente a relação risco/retorno das distribuidoras de energia elétrica, uma vez que essas ficam responsáveis pela gestão e pelos riscos associados a ativos pelos quais não recebem qualquer remuneração. Essa distorção será analisada em detalhes a seguir.

## 2.3 Participação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados em concessionárias de distribuição

Analisando-se a base de ativos das concessionárias de distribuição observa-se que, para muitas delas, a participação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados é consideravelmente elevada, o que torna a questão da ausência de remuneração ainda mais relevante.

A Tabela 2 apresenta a comparação entre as Obrigações Especiais – OE e a Base de Remuneração Líquida – BRL para 42 concessionárias brasileiras de distribuição que já passaram pelo processo de revisão tarifária no 3º ciclo<sup>8</sup>. Os dados foram retirados das planilhas de reposicionamento tarifário referentes ao 3º ciclo de revisões, disponíveis na página eletrônica da ANEEL (ANEEL, [s.d.].d).

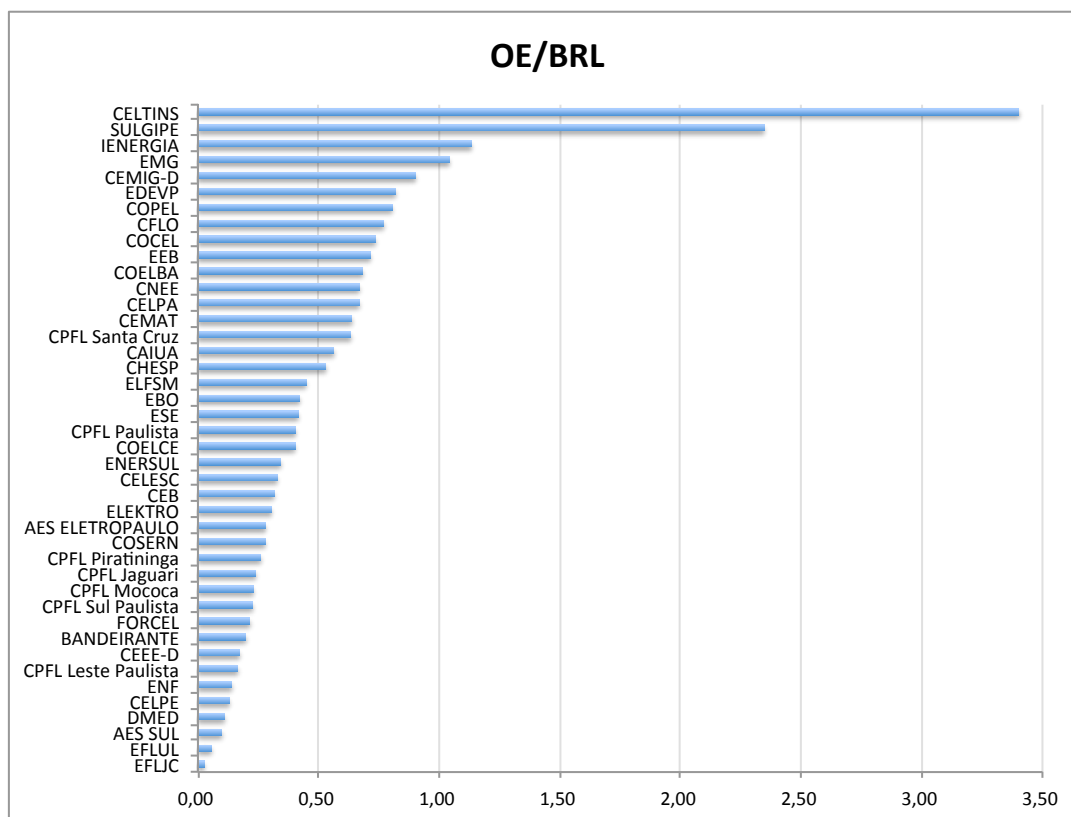
**Tabela 2 – Comparação entre as Obrigações Especiais e a Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**

Concessionária	OE/BRL	Concessionária	OE/BRL	Concessionária	OE/BRL
1 CELTINS	3,40	15 CPFL Santa Cruz	0,63	29 CPFL Piratinga	0,26
2 SULGIPE	2,35	16 CAIUA	0,56	30 CPFL Jaguari	0,24
3 IENERGIA	1,13	17 CHESP	0,53	31 CPFL Mococa	0,23
4 EMG	1,04	18 ELFSM	0,45	32 CPFL Sul Paulista	0,23
5 CEMIG-D	0,90	19 EBO	0,42	33 FORCEL	0,22
6 EDEVP	0,82	20 ESE	0,42	34 BANDEIRANTE	0,20
7 COPEL	0,81	21 CPFL Paulista	0,41	35 CEEE-D	0,17
8 CFLO	0,77	22 COELCE	0,40	36 CPFL Leste Paulista	0,16
9 COCEL	0,74	23 ENERSUL	0,34	37 ENF	0,14
10 EEB	0,71	24 CELESC	0,33	38 CELPE	0,13
11 COELBA	0,68	25 CEB	0,32	39 DMED	0,11
12 CNEE	0,67	26 ELEKTRO	0,31	40 AES SUL	0,10
13 CELPA	0,67	27 AES ELETROPAULO	0,28	41 EFLUL	0,06
14 CEMAT	0,64	28 COSERN	0,28	42 EFLJC	0,03

Observa-se que para muitas concessionárias a participação das Obrigações Especiais é bastante acentuada, sendo a parcela não remunerável por vezes superior à base de ativos remunerável (relação OE/BRL > 1), conforme mostrado no Gráfico 1.

<sup>8</sup> Foram consideradas as concessionárias de distribuição para as quais os resultados da 3ª revisão tarifária haviam sido disponibilizados pela ANEEL até maio de 2013.

**Gráfico 1 – Relação Obrigações Especiais versus Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**



Na Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, por exemplo, as Obrigações Especiais correspondem a 3,4 vezes a Base de Remuneração Líquida. Ou seja, em termos práticos, os ativos que devem ser geridos por essa concessionária relacionados a Obrigações Especiais, que não proporcionam qualquer remuneração, representam 3,4 vezes a parcela sobre a qual incide remuneração.

Observa-se ainda no Gráfico 1 que 17 concessionárias possuem uma relação OE/BRL > 0,5 e que 26 concessionárias possuem uma relação > 0,3, ou seja, 40% e 62% das empresas, respectivamente.

Na Tabela 3, por sua vez, estão apresentadas comparações entre os Ativos Totalmente Depreciados e a Base de Remuneração Líquida para as 42 distribuidoras de energia que já passaram pela 3ª revisão tarifária. Os dados também foram retirados das planilhas de reposicionamento das distribuidoras, disponíveis na página eletrônica da ANEEL (ANEEL, [s.d.]d).

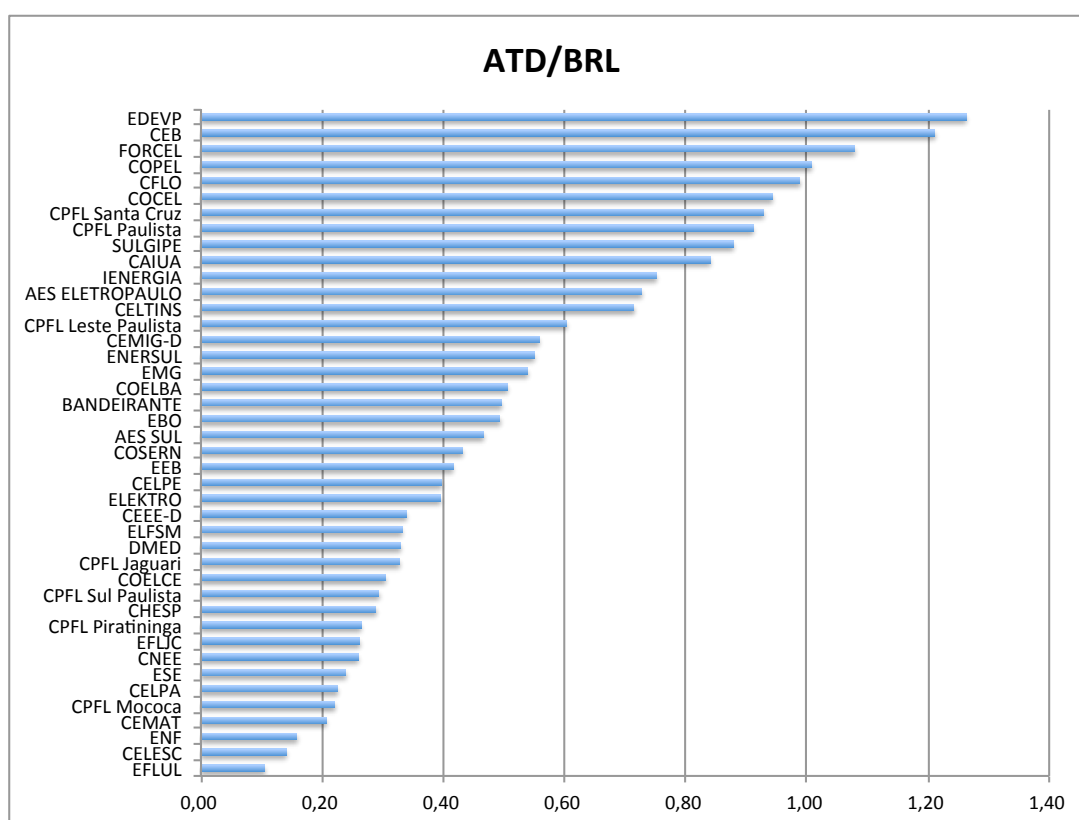
**Tabela 3 – Comparação entre os Ativos Totalmente Depreciados e a Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**

Concessionária	Ativos Totalmente Depreciados/BRL	Concessionária	Ativos Totalmente Depreciados/BRL	Concessionária	Ativos Totalmente Depreciados/BRL
1 EDEVP	1,26	15 CEMIG-D	0,56	29 CPFL Jaguari	0,33
2 CEB	1,21	16 ENERSUL	0,55	30 COELCE	0,30
3 FORCEL	1,08	17 EMG	0,54	31 CPFL Sul Paulista	0,29
4 COPEL	1,01	18 COELBA	0,51	32 CHESP	0,29
5 CFLO	0,99	19 BANDEIRANTE	0,50	33 CPFL Piratininga	0,26
6 COCEL	0,94	20 EBO	0,49	34 EFLJC	0,26
7 CPFL Santa Cruz	0,93	21 AES SUL	0,47	35 CNEE	0,26
8 CPFL Paulista	0,91	22 COSERN	0,43	36 ESE	0,24
9 SULGIPE	0,88	23 EEB	0,42	37 CELPA	0,22
10 CAIUA	0,84	24 CELPE	0,40	38 CPFL Mococa	0,22
11 IENERGIA	0,75	25 ELEKTRO	0,40	39 CEMAT	0,21
12 AES ELETROPAULO	0,73	26 CEEE-D	0,34	40 ENF	0,16
13 CELTINS	0,71	27 ELFSM	0,33	41 CELESC	0,14
14 CPFL Leste Paulista	0,60	28 DMED	0,33	42 EFLUL	0,11

Para os Ativos Totalmente Depreciados, a situação mais grave ocorre com a Empresa de Distribuição de Energia Elétrica Vale Paranapanema – EDEVP, para a qual os Ativos Totalmente Depreciados, não remunerados, correspondem a 1,26 vezes a base de ativos remunerável – BRL.

Verifica-se que 4 concessionárias possuem uma relação Ativos Totalmente Depreciados/BRL > 1, 18 concessionárias possuem uma relação > 0,5 e 30 concessionárias possuem uma relação > 0,3, ou seja, correspondem a 10%, 43% e 71% das empresas, respectivamente, como pode ser observado no Gráfico 2.

**Gráfico 2 - Relação Ativos Totalmente Depreciados versus Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**

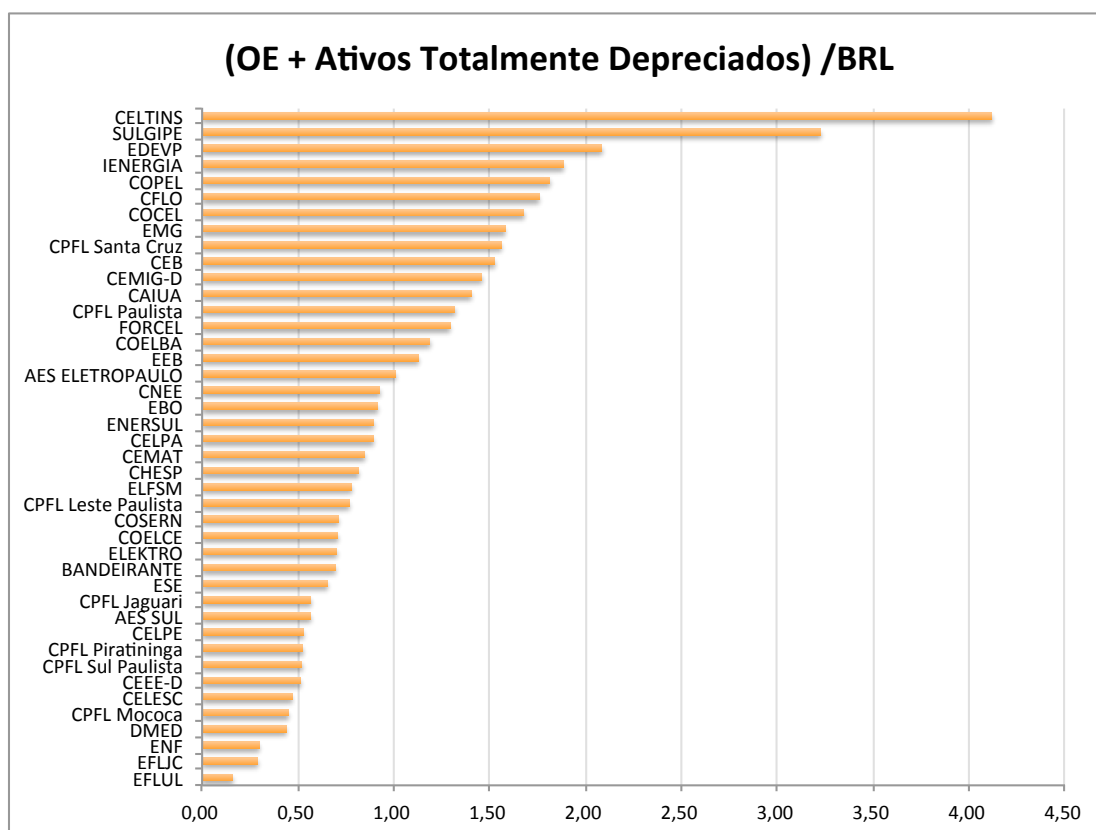


A comparação conjunta das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados em relação à BRL dessas concessionárias está apresentada na Tabela 4 e no Gráfico 3 a seguir.

**Tabela 4 – Comparação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados, conjuntamente, em relação à Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**

Concessionária	(OE + Ativos Totalmente Depreciados)/BRL	Concessionária	(OE + Ativos Totalmente Depreciados)/BRL	Concessionária	(OE + Ativos Totalmente Depreciados)/BRL
1 CELTINS	4,12	15 COELBA	1,19	29 BANDEIRANTE	0,69
2 SULGIPE	3,22	16 EEB	1,13	30 ESE	0,66
3 EDEVP	2,08	17 AES ELETROPAULO	1,01	31 CPFL Jaguari	0,57
4 IENERGIA	1,89	18 CNEE	0,93	32 AES SUL	0,56
5 COPEL	1,81	19 EBO	0,92	33 CELPE	0,53
6 CFLO	1,76	20 ENERSUL	0,89	34 CPFL Piratininga	0,52
7 COCEL	1,68	21 CELPA	0,89	35 CPFL Sul Paulista	0,52
8 EMG	1,58	22 CEMAT	0,85	36 CEEE-D	0,51
9 CPFL Santa Cruz	1,56	23 CHESP	0,82	37 CELESC	0,47
10 CEB	1,53	24 ELFSM	0,78	38 CPFL Mococa	0,45
11 CEMIG-D	1,46	25 CPFL Leste Paulista	0,77	39 DMED	0,44
12 CAIUA	1,40	26 COSERN	0,71	40 ENF	0,30
13 CPFL Paulista	1,32	27 COELCE	0,71	41 EFLUC	0,29
14 FORCEL	1,29	28 ELEKTRO	0,70	42 EFLUL	0,16

**Gráfico 3 - Relação conjunta Obrigações Especiais e Ativos Totalmente Depreciados versus Base de Remuneração Líquida em concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras**



Observa-se que a relação “(OE + Ativos Totalmente Depreciados)/BRL” é igual ou superior a 0,50 para 36 das 42 concessionárias que já passaram pelo processo de revisão tarifária no 3º ciclo, o que representa 86% dessas distribuidoras. Ou seja, os ativos não remunerados (OE + Ativos Totalmente Depreciados) representam para elas mais de 1/3 da totalidade de ativos que estão a serviço da concessão (BRL + OE + Ativos Totalmente Depreciados).

Para 17 concessionárias (40% das empresas), inclusive, a participação dos ativos não remunerados na totalidade dos ativos que estão a serviço da concessão é superior à parcela remunerável (relação (OE + Ativos Totalmente Depreciados)/BRL > 1).

Uma participação elevada de Ativos Totalmente Depreciados e de Obrigações Especiais representa uma maior defasagem nos montantes de remuneração das distribuidoras e, conseqüentemente, implica uma baixa capacidade de geração de

caixa para as empresas, além de aumentar expressivamente a relação risco/retorno dessas.

Conforme demonstrado na Tabela 4 e no Gráfico 3, as Obrigações Especiais e os Ativos Totalmente Depreciados representam um expressivo volume de ativos para muitas concessionárias brasileiras, fazendo com que seja imputado a elas um conjunto vultoso de riscos que não estão contemplados na remuneração vigente.

Essa situação indica a necessidade de inclusão de uma remuneração para a gestão de ativos oriundos de recursos não onerosos, uma vez que há riscos associados a essa gestão que não estão sendo devidamente remunerados.

A proposta desta dissertação é que esta remuneração siga os mesmos princípios econômicos que fundamentaram a remuneração dos ativos não depreciados associados a investimentos por parte da concessionária: compensá-la pelo seu custo de oportunidade. O custo de oportunidade “provém da ideia de que se você está empregando seu trabalho numa aplicação, perde a oportunidade de empregá-lo em outra parte” (VARIAN, 2006). Assim, “o custo de oportunidade de utilizar um recurso é o valor que ele poderia ter gerado em sua melhor alternativa de uso” (BERK; DEMARZO, 2008) de risco semelhante.

Para evidenciar a existência e importância dessa remuneração adicional, consideremos uma concessionária hipotética onde todos os ativos estivessem totalmente depreciados e/ou fossem associados a OE. Pela metodologia atual, o investidor nada receberia como remuneração, já que nada haveria a depreciar nem haveria base de ativos a ser remunerada pelo custo de capital, de forma que ele receberia apenas recursos para cobrir suas despesas de operação e manutenção. Nesse caso, nenhum investidor se sentiria atraído para este negócio. Afinal, é plausível supor que existam diversos tipos de riscos (judiciais, gerenciais, financeiros, regulatórios, etc.) associados à gestão desses ativos pelos quais os investidores não estariam sendo remunerados. “Ao investir em um projeto com risco, os investidores esperam um retorno que os compense adequadamente pelo risco” (BERK; DEMARZO, 2008).

Nesse contexto, é importante analisar mais detidamente os tipos de risco associados à presença de Ativos Totalmente Depreciados e OE numa concessionária de distribuição de energia elétrica.



### **3 Riscos associados à prestação de serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil**

Em sua essência, qualquer investimento envolve alguma incerteza a respeito de seus retornos futuros, esta é função da magnitude de possíveis acontecimentos não previsíveis. As origens de incerteza variam de flutuações macroeconômicas a acontecimentos inesperados particulares ao investimento (BODIE; KANE; MARCUS, 2003). Assim sendo, uma análise das múltiplas fontes de risco é essencial ao tomar a decisão de realizar qualquer atividade.

Um investidor toma a decisão de empenhar determinada atividade quando, após análise, decide que os retornos esperados são suficientes para compensá-lo dos riscos aos quais estará sujeito.

Na prestação dos serviços de energia elétrica, particularmente na distribuição, pode-se dizer que o retorno futuro estimado pela concessionária resume-se a três parcelas, quais sejam: (i) amortização do capital investido, que tem a função de devolver à concessionária parte dos investimentos feitos na prestação dos serviços de distribuição; (ii) remuneração sobre o capital investido, cuja taxa é a mesma para todas as concessionárias e remunera os investidores pelo custo de oportunidade do capital investido; (iii) custos de operação e manutenção - O&M, que fornecem à concessionária montante adequado para cobrir as despesas previstas de serem incorridas da prestação do serviço, observando os requisitos de qualidade estabelecidos.

Além dessas parcelas, para os casos em que não há investimentos de capital por parte da concessionária, é razoável supor a existência de um retorno esperado associado à administração de ativos de terceiros, ou seja, de uma remuneração pelo custo de oportunidade do investidor em operar ativos não onerosos (experiência aplicada, tempo dedicado, sujeição a riscos, entre outros).

Para exemplificar a importância desse retorno adicional, consideremos a situação hipotética de um investidor que obtenha a concessão para operar uma rede de distribuição composta apenas por ativos totalmente depreciados e/ou oriundos de Obrigações Especiais. Suponha ainda que ele possua garantias concretas de que o

seu custo de operação e manutenção será totalmente ressarcido em sua receita futura, independente do volume dispendido.

Nesse caso, a concessionária logicamente não faz jus às parcelas de receita relacionadas à amortização e ao custo de capital, uma vez que ela opera uma rede já construída, cujos investimentos de capital não foram realizados por ela, mas sim por terceiros.

No que se refere ao custo de operação e manutenção, tem-se que a concessionária concretamente receberá a totalidade dos gastos incorridos na prestação do serviço, de forma que essa parcela é indiferente para o investidor do ponto de vista de obtenção de retorno.

Não haverá, portanto, capital a ser amortizado/remunerado e a parcela de receita relativa ao custo de O&M será neutra do ponto de vista de ganhos efetivos para o prestador do serviço.

Fica evidente que, para que um investidor se interesse pela prestação desse serviço de distribuição, é necessário que seja incluída uma parcela de receita que o remunere pelos riscos associados, equivalente ao melhor retorno que ele conseguiria obter ao realizar outra atividade de risco semelhante, ou seja, ao seu custo de oportunidade.

Entre os riscos associados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, destacam-se: (i) os riscos judiciais e (iii) o risco regulatório.

### **3.1 Riscos Judiciais**

As concessionárias, ao prestarem o serviço público de distribuição de energia elétrica, estão sujeitas a uma série de questionamentos por parte dos consumidores, de seus trabalhadores, dos órgãos governamentais, entre outros. Conseqüentemente, mesmo que persigam uma gestão competente, legalmente correta e eficiente para o negócio, é comum que essas empresas respondam por diversos processos judiciais, principalmente relacionados às esferas trabalhista, cível, tributária e ambiental. Esses processos frequentemente resultam em dispêndios de capital para liquidação das contingências judiciais. Tratam-se,

portanto, de riscos aos quais as concessionárias de distribuição estão sujeitas que resultam em despesas adicionais não cobertas pela tarifa.

Analisando as demonstrações financeiras das concessionárias de distribuição, observa-se que, quanto ao risco trabalhista, os questionamentos geralmente se referem a reclamações ajuizadas por funcionários ou ex-funcionários, próprios ou terceirizados (responsabilidade subsidiária da concessionária), tratando de horas extras, adicional de periculosidade, equiparação ou reenquadramento salarial, doença ocupacional/reintegração, complementação de aposentadoria, verbas rescisórias, dano moral, entre outras questões trabalhistas. (CEMAR, 2012) (COELCE, 2012)

Já os riscos cíveis estão relacionados a processos judiciais que tratam de danos causados por oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento, cobrança indevida de valores e outros de natureza consumerista. Os processos cíveis podem envolver também ações indenizatórias relacionadas a acidentes com a rede de distribuição de energia elétrica, ressarcimento de valores pagos por consumidores e danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. (CEMAR, 2012) (COELCE, 2012)

Os riscos tributários, por sua vez, estão relacionados a processos fiscais de natureza geral, que tratam, por exemplo, de questionamentos judiciais quanto à majoração de alíquotas tributárias, incidência de determinados impostos, entre outros.

Além dos riscos trabalhistas, cíveis e tributários, as concessionárias também estão sujeitas “às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual, Distrital e Municipal”, o que imputa um risco adicional ao negócio de distribuição de energia elétrica. (CEMAR, 2012)

Usualmente as concessionárias fazem um levantamento da probabilidade de perda dos processos judiciais aos quais respondem, o que inclui “a avaliação das evidências disponíveis, da hierarquia das leis, das jurisprudências, das decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, entre outros” (CEMAR, 2012). A partir desses resultados, constituem provisões de capital para liquidação de contingências judiciais.

Nesse contexto, a existência e a importância dos riscos trabalhistas, cíveis, tributários e ambientais podem ser evidenciadas a partir da análise das provisões constituídas pelas concessionárias para contingências judiciais relacionadas a eles.

Conforme mencionado, os dispêndios com a liquidação de processos judiciais correspondem a desembolsos de recursos para os quais não há ressarcimento. Assim sendo, é razoável supor que as concessionárias privadas de distribuição de energia elétrica, na busca pela maximização do lucro, gerenciem seus negócios procurando minimizar os prejuízos decorrentes de processos judiciais<sup>9</sup>. Analisando os resultados financeiros dessas empresas, observa-se que, mesmo buscando a minimização desses prejuízos, as empresas ainda arcam com gastos judiciais significativos.

A Tabela 5 apresenta o saldo provisionado para riscos tributários, cíveis, trabalhistas, ambientais e outros relacionados, em 2012, pelas 20 maiores concessionárias privadas de distribuição de energia elétrica do país em volume de energia fornecida, as quais respondem por mais da metade do mercado de energia elétrica brasileiro<sup>10</sup>. Os dados foram retirados das demonstrações financeiras das concessionárias de distribuição e referem-se ao exercício de 2012 (DEMONSTRAÇÕES, 2012).

---

<sup>9</sup> Cabe mencionar que se trata da minimização de prejuízos decorrentes de processos judiciais e não da simples minimização dos gastos com liquidação de processos judiciais. Isso porque algumas vezes é menos custoso para a concessionária arcar com a sanção pecuniária que buscar formas de comprovar a inexistência da infração. Entretanto, observa-se que, independente da existência ou não dessa abordagem estratégica, ocorre em todo caso um dispêndio de recursos por parte da concessionária que não é considerado no cálculo da tarifa, ou seja, um prejuízo financeiro associado ao risco judicial.

<sup>10</sup> Foram desconsideradas na análise as concessionárias de distribuição de energia elétrica à época pertencentes ao grupo Rede Energia S/A (CELPA, CAIUÁ, CEMAT, CELTINS, ENERSUL, CNEE, EEB, EDEVP, CFLO), dada a situação excepcional em que essas se encontravam em 2012. As citadas empresas passavam por dificuldades econômicas e financeiras, o que culminou com a transferência do controle societário da CELPA para o grupo Equatorial Energia S/A e com a Intervenção Administrativa nas demais oito concessionárias do grupo.

**Tabela 5 – Saldo provisionado para riscos tributários, cíveis, trabalhistas, ambientais e outros relacionados, em 2012, pelas 20 maiores concessionárias privadas de distribuição brasileiras (R\$ mil)**

Empresa	Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e outros - Saldo em 31/12/2012 (A)	Receita de Venda Exercício 2012 (B)	Lucro do Período Exercício 2012 (C)	Lucro / Receita de Vendas (D = C / B)	Saldo Provisões / Lucro (E = A / C)	Saldo Provisões / Receita de venda (F = A / B)
1 AES-SUL	48.043	2.341.357	254.662	10,9%	18,9%	2,1%
2 AMPLA	396.911	3.690.989	493.376	13,4%	80,4%	10,8%
3 BANDEIRANTE	68.675	2.557.089	80.968	3,2%	84,8%	2,7%
4 CELPE	68.070	3.545.861	15.128	0,4%	450,0%	1,9%
5 CEMAR	216.235	2.348.082	384.947	16,4%	56,2%	9,2%
6 CPFL Santa Cruz	1.404	303.227	24.181	8,0%	5,8%	0,5%
7 COELBA	164.723	5.813.614	805.497	13,9%	20,4%	2,8%
8 COELCE	84.122	2.893.720	420.000	14,5%	20,0%	2,9%
9 COSERN	31.539	1.418.335	245.872	17,3%	12,8%	2,2%
10 CPFL Paulista	104.172	6.518.013	460.114	7,1%	22,6%	1,6%
11 CPFL Piratininga	143.619	2.562.687	153.843	6,0%	93,4%	5,6%
12 EBO	3.143	186.389	28.961	15,5%	10,9%	1,7%
13 ELEKTRO	186.674	3.569.543	357.677	10,0%	52,2%	5,2%
14 AES Eletropaulo	485.167	9.959.198	107.946	1,1%	449,5%	4,9%
15 EMG	6.200	435.561	66.615	15,3%	9,3%	1,4%
16 EPB	37.020	1.229.297	209.344	17,0%	17,7%	3,0%
17 ESCELSA	50.131	1.904.705	156.952	8,2%	31,9%	2,6%
18 ESE	20.547	757.963	69.051	9,1%	29,8%	2,7%
19 LIGHT	581.567	6.991.647	288.995	4,1%	201,2%	8,3%
20 RGE	48.354	2.641.916	319.751	12,1%	15,1%	1,8%
<b>Média</b>	<b>137.316</b>	<b>3.083.460</b>	<b>247.194</b>	<b>10,2%</b>	<b>84,1%</b>	<b>3,7%</b>

A coluna E apresenta a comparação entre o saldo provisionado em 2012 pelas concessionárias analisadas para riscos tributários, cíveis, trabalhistas, ambientais e outros relacionados e o lucro obtido pela empresa nesse mesmo ano. Observa-se que essa relação é consideravelmente elevada para algumas empresas.

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, por exemplo, apresentou uma relação “Saldo Provisões/Lucro” de 450%. Analisando os resultados financeiros da concessionária (CELPE, 2012), porém, observa-se que a CELPE obteve, em 2012, um lucro de R\$ 15,1 milhões, 94,66% menor que o obtido em 2011 (R\$ 283,4 milhões). Como consequência, a relação “Lucro/Receita de Venda” da CELPE, em 2012, foi de apenas 0,4%, consideravelmente abaixo da média praticada pelo conjunto das concessionárias privadas analisadas. Segundo a empresa (CELPE, 2012), a piora no resultado se deve à adaptação às alterações da norma de enquadramento dos consumidores baixa renda, relacionados à Lei nº 12.212/10, bem como aos critérios mais restritivos para o combate às perdas comerciais e à inadimplência, decorrentes da Resolução ANEEL nº 414/10. Tem-se, portanto, que essa relação “Saldo Provisões/Lucro” de 450% é consequência de um resultado atípico da concessionária e não representa sua realidade.

Situação semelhante pode ser observada na Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A – ELETROPAULO. A empresa apresentou em 2012 uma relação “Saldo Provisões/Lucro” de 449,5% e uma relação “Lucro/Receita de Venda” de 1,1%. Analisando as demonstrações financeiras da concessionária (AES ELETROPAULO, 2012), observa-se que o lucro de 2012 (R\$ 107,9 milhões) apresentou uma redução de 93,1% quando comparado ao montante registrado em 2011 (R\$ 1.572,1 milhões). Esse decréscimo é explicado, segundo a ELETROPAULO, pelo: (i) recebimento do montante referente à venda da AES Eletropaulo Atimus São Paulo; (ii) efeitos de Parcela A; (iii) impacto negativo da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B; (iv) aumento das despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros Dispendios – PMSO; (v) despesa financeira superiores (AES ELETROPAULO, 2012).

Observa-se, portanto, a existência de lucros atípicos em 2012 para algumas empresas, o que resultou em índices “Saldo Provisões / Lucro” (coluna E) muito discrepantes. Tal atipicidade não é observada de modo geral na Receita de Venda dessas empresas. Dessa forma, o índice apresentado na coluna F (“Saldo Provisões / Receita de Venda”) mostra-se mais adequado para analisar a importância das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e ambientais nas concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.

Analisando o índice “Saldo Provisões / Receita de Venda” na Tabela 5, tem-se que as provisões representam, em média, 3,7% das receitas anuais das concessionárias de distribuição analisadas. Desconsiderando as atipicidades, o lucro dessas empresas corresponde, em média, a aproximadamente 12% da receita de venda anualmente, de forma que as provisões equivalem a cerca de 30% do lucro anual dessas empresas privadas de distribuição.

A grandeza das provisões apresentadas sugere que as despesas para liquidação de processos trabalhistas, tributários, cíveis e ambientais são significativas para as distribuidoras. Essas despesas, por não estarem incluídas na receita requerida calculada regulatoriamente, podem ser vistas como uma quantificação desses riscos aos quais as concessionárias estão sujeitas.

Tem-se, portanto, que um investidor prestador do serviço de distribuição de energia elétrica, mesmo buscando por meio de sua gestão maximizar seus lucros,

inevitavelmente arcará com despesas de capital para liquidação de processos judiciais, ou seja, estará sujeito aos riscos trabalhistas, tributários, cíveis e ambientais.

### **3.2 Risco Regulatório**

Além dos riscos judiciais, as distribuidoras de energia elétrica possuem também os riscos decorrentes do fato de serem empresas reguladas. Como tais, elas possuem diversas obrigações junto ao ente regulador, ao poder concedente e aos consumidores cujas regras são definidas exogenamente e passíveis de modificações repentinas. Assim, essas empresas convivem constantemente com o risco de eventos inesperados afetarem a receita líquida que receberão pela prestação do serviço.

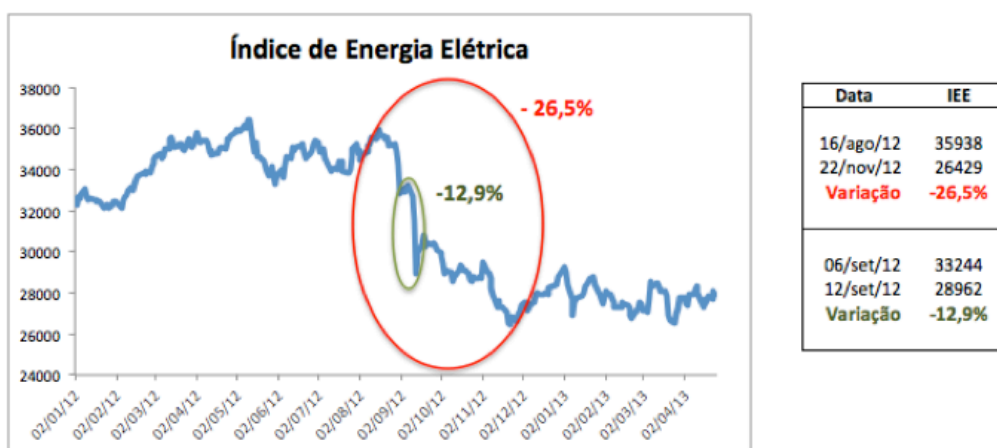
Pode-se dizer que a regulação da energia elétrica no Brasil, apesar da acelerada evolução recente, ainda é pouco madura, estando a distribuição ainda em seu terceiro ciclo de revisões sob o atual regime.

Além de complexas discussões sobre o alcance da competência da agência reguladora, por se tratar de um componente estratégico e de grande importância socioeconômica, o setor de energia elétrica está constantemente sob pressões de outros atores sociais. Conseqüentemente, observa-se um volume expressivo de alterações no marco legal e regulatório desse setor. A instabilidade de regras em um negócio cujos investimentos apresentam longo prazo de maturação resulta em maior percepção de risco por parte dos investidores.

Como exemplo, pode-se citar as próprias mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/2013. Tendo como um de seus principais objetivos a promoção da modicidade tarifária (BRASIL, 2013), essa Lei introduziu profundas alterações na dinâmica do setor elétrico brasileiro. Sua implantação ainda está em fase de amadurecimento e tem apresentado inúmeros problemas para as distribuidoras, como dificuldades metodológicas de implementação, entre outras, refletidas na violenta queda nos preços das ações das empresas do setor listadas em bolsa. Essas discontinuidades no marco regulatório têm resultado em uma maior percepção de risco por parte dos investidores.

O forte impacto das citadas mudanças nos preços das ações das concessionárias de energia elétrica pode ser observado no Gráfico 4, onde é apresentada a evolução do Índice de Energia Elétrica – IEE para o período de janeiro de 2012 a abril de 2013. Foram utilizados os dados diários de fechamento do referido índice (BM&FBOVESPA, [s.d.]d).

**Gráfico 4 – Índice de Energia Elétrica**



Primeiro índice setorial da BM&FBOVESPA, o IEE foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor. Esse índice é composto por papéis de empresas atuantes no setor elétrico brasileiro<sup>11</sup> e consiste em um instrumento que permite avaliar o desempenho de carteiras especializadas (BM&FBOVESPA, [s.d.]c).

As mencionadas mudanças no marco regulatório do setor elétrico foram anunciadas primeiramente em 06/setembro/2012, durante pronunciamento oficial da presidente Dilma Rousseff, realizado na véspera do Dia da Independência. O pacote consolidado de redução dos preços da energia elétrica, por sua vez, foi anunciado em 11/setembro/2012, durante evento oficial do governo. Essas alterações foram materializadas na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida posteriormente na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

<sup>11</sup> Compõem o Índice de Energia Elétrica as empresas: CESP, CELESC, CEMIG, COELCE, CPFL ENERGIA, COPEL, ELETROBRAS, ELETROPAULO, ENERGIAS BR, EQUATORIAL, AES TIETE, LIGHT S/A, MPX ENERGIA, TAESA, TRACTEBEL, TRAN PAULISTA. (Carteira teórica do IEE válida para o quadrimestre janeiro a abril de 2013).



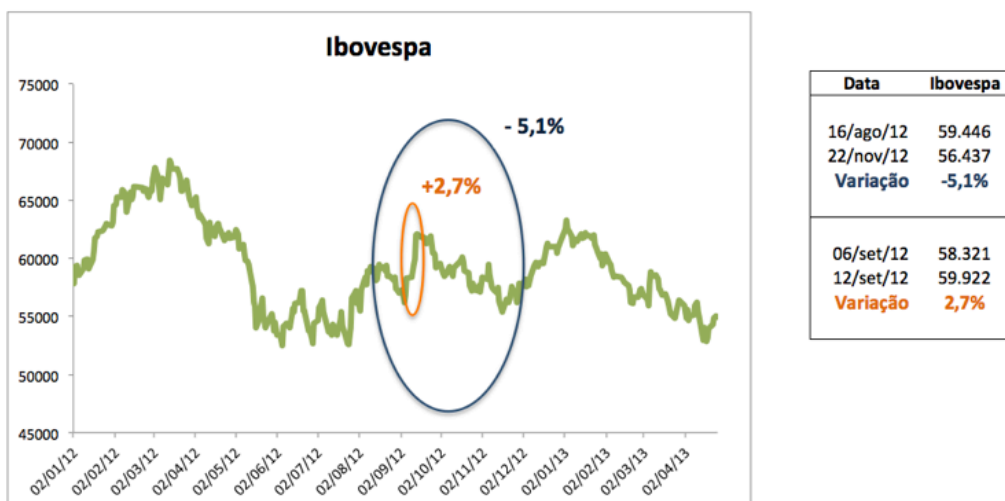
Analisando um período abrangente, observa-se que, entre 16 de agosto e 22 de novembro de 2012, o índice de energia elétrica apresentou uma redução de 26,5%. Particularmente, nos seis dias entre o dia do primeiro anúncio das mudanças (06/setembro) e o dia posterior ao segundo anúncio (12/setembro), a redução do índice foi de 12,9%.

Poder-se-ia supor que as intensas reduções observadas no IEE fossem resultado de alterações no cenário econômico nacional e/ou internacional que afetaram todo o país, ou seja, que não estivessem relacionadas diretamente à mencionada mudança na legislação do setor de energia elétrica. Assim, analisou-se a evolução do mercado de ações brasileiro como um todo nesse mesmo período. Para tanto, utilizou-se o Índice Bovespa – Ibovespa.

O Ibovespa é o mais importante indicador do desempenho médio das cotações do mercado de ações brasileiro atualmente e retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBOVESPA (BM&FBOVESPA, [s.d.]b).

No Gráfico 5 a seguir está apresentada a evolução do Ibovespa para o período de janeiro de 2012 a abril de 2013. Foram utilizadas as pontuações de fechamento do índice (BM&FBOVESPA, [s.d.]a).

**Gráfico 5 – Índice Bovespa**

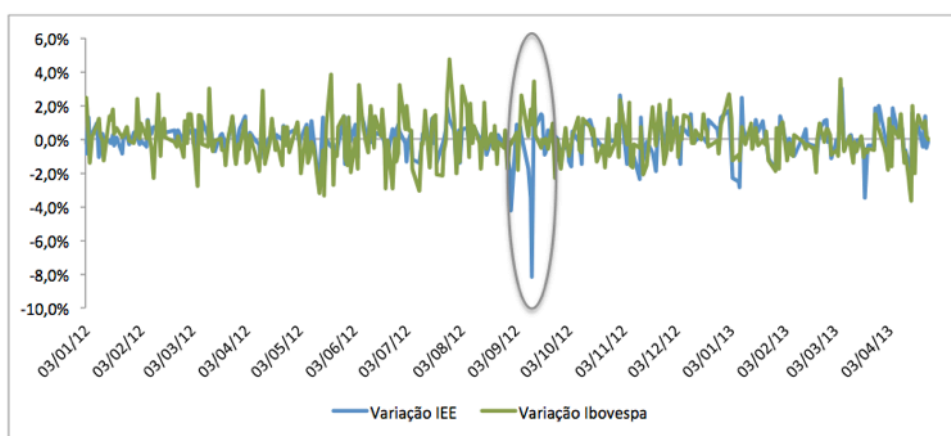


Tem-se que nos seis dias entre o primeiro anúncio das mudanças (06/setembro) e o dia posterior ao segundo anúncio (12/setembro), o Ibovespa apresentou uma variação positiva de 2,7%, diferentemente do IEE, que apresentou uma redução de

12,9% no período conforme mencionado. Observa-se, portanto, que a queda nos preços das ações não foi generalizada no país e sim específica do setor de energia elétrica.

O Gráfico 6 apresenta a variação diária do IEE e do Ibovespa entre janeiro/2012 e abril/2013. Tem-se que nos dias posteriores aos anúncios das mudanças na legislação o Índice de Energia Elétrica apresentou quedas substanciais. O Ibovespa, por sua vez, apresentou variações positivas no período.

**Gráfico 6 – Variação IEE e Ibovespa de janeiro/2012 a abril/2013**



Tem-se, portanto, que de fato a mudança no arcabouço regulatório do setor impactou diretamente o preço das ações das concessionárias brasileiras de energia. Por se tratarem de mudanças legais e de regulação que estão fora do controle das empresas e que geram impactos em seus valores de mercado, independente da qualidade de gestão das mesmas, é razoável presumir a existência de um risco associado à atividade regulatória.

Corroborando essa ideia, tem-se as reclassificações realizadas pela Fitch Ratings em companhias brasileiras atuantes no setor de energia elétrica para refletir o impacto, no perfil de crédito, das decisões das empresas sobre a oferta do governo brasileiro de renovação antecipada de concessões vincendas, oferta esta decorrente também das recentes mudanças introduzidas no setor. A agência, por exemplo, rebaixou os *Issuer Default Ratings* – IDRs, isto é, os ratings de probabilidade de inadimplência, em moeda local e estrangeira, das empresas Eletrobras e Furnas Centrais Elétricas S.A., que passaram de BBB para BB.

Segundo comunicado da Fitch, de 07 de dezembro de 2012, “o rebaixamento dos ratings da Eletrobras reflete o impacto altamente negativo da decisão de aceitar a renovação antecipada de todas as suas concessões de geração e transmissão elétrica, que expiram entre 2015 e 2017, sobre a qualidade de crédito da empresa” (FITCH RATINGS, 2012).

Existem, portanto, especificidades relacionadas às políticas e à regulação da energia elétrica no Brasil que fazem com que seja intuitivo considerar a existência de um risco associado à atividade regulatória.

Nesse contexto, desde 1996 o Banco Mundial realiza um estudo de indicadores de governança globais e individuais para 215 economias, entre elas o Brasil. Intitulado *Worldwide Governance Indicators (WGI) Project*, esse projeto publica periodicamente resultados para seis indicadores de governança, quais sejam (WORLD BANK, 2012):

- **Voz e Responsabilização (*Voice and Accountability – VA*):** captura percepções de até que ponto os cidadãos de um país conseguem participar da seleção de seu governo, bem como percepções relacionadas à liberdade de expressão e à liberdade de associação e de livre imprensa.
- **Estabilidade Política e Ausência de Violência (*Political Stability and Absence of Violence – PV*):** captura percepções sobre a probabilidade de o governo ser desestabilizado ou derrubado por meios inconstitucionais ou violentos, incluindo a violência motivada politicamente e o terrorismo.
- **Eficácia Governamental (*Government Effectiveness – GE*):** captura percepções da qualidade dos serviços públicos e do grau de independência desses com relação às pressões políticas, da qualidade da formulação e implementação de políticas, bem como da credibilidade do compromisso do governo com tais políticas.
- **Qualidade da Regulação (*Regulatory Quality – RQ*):** captura percepções sobre a capacidade do governo de formular e implementar políticas e regulamentos que permitem e promovem o desenvolvimento do setor privado.

- **Primado da Lei (*Rule of Law – RL*):** captura percepções sobre até que ponto os investidores têm confiança e respeitam as regras da sociedade (em particular, a qualidade do cumprimento dos contratos, os direitos de propriedade, a polícia e os tribunais), bem como a probabilidade de crimes e violência.
- **Controle da Corrupção (*Control of Corruption – CC*):** captura percepções sobre a extensão em que o poder público é exercido para ganhos privados, incluindo tanto as formas pequenas quanto maiores de corrupção, bem como a "captura" do Estado por elites e interesses privados.

Os WGI são originários de pesquisas em diversas fontes e capturam os pontos de vista e experiências de entrevistados, especialistas dos setores público e privado, bem como de várias organizações não governamentais (WORLD BANK, 2012).<sup>12</sup>

Observa-se que todos os indicadores estudados possuem relação, direta ou indireta, com a qualidade da regulação. Entretanto, tem-se que dois deles capturam mais especificamente a essência do risco regulatório de um país, são eles: “qualidade da regulação” e “primado da lei”.

Analisou-se, assim, a situação do Brasil, quando comparado às demais economias, para esses dois indicadores no ano de 2012.

Os indicadores estimados variam de -2,5 (fraco desempenho da governança) a +2,5 (forte desempenho da governança).

Para o indicador “primado da lei”, o Brasil obteve um resultado de -0,11 e, conseqüentemente, ocupou a 110<sup>a</sup> posição no ranking das 212 economias estudadas<sup>13</sup> (quanto mais alta for a posição maior o nível de governança do país). O melhor resultado obtido foi o da Noruega (1,95), enquanto a Somália foi o país que apresentou pior percepção a respeito da confiança e do respeito às regras da sociedade (-2,45).

---

<sup>12</sup> O detalhamento da metodologia pode ser encontrado em <http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.aspx#home>.

<sup>13</sup> Para o indicador “primado da lei”, não foram apresentados resultados em 2012 para três economias: Caledônia, Ilhas Cook e Niue.

Por sua vez, para a “qualidade da regulação”, o resultado obtido pelo Brasil foi de 0,09 e o país ocupou a 115ª posição do ranking das 210 economias<sup>14</sup>. O melhor resultado para esse indicador foi apresentado por Singapura (1,96), enquanto o pior valor obtido foi o da República Popular Democrática da Coreia (-2,53).

Conforme demonstrado na Tabela 6, comparando-se os resultados do Brasil com o de países da América do Sul, por exemplo, observa-se que o país é superado, em ambos os indicadores, pelo Chile e pelo Uruguai, apresentando, inclusive, valores muito distante desses.

**Tabela 6 – Resultados dos indicadores de governança para o ano de 2012**

	Primado da Lei	Qualidade da Regulação
Brasil	-0,11	0,09
Maior Resultado	1,95	1,96
Menor Resultado	-2,45	-2,53
Posição do Brasil no ranking	110	115
Chile	1,37	1,54
Uruguai	0,54	0,40

Analisando a evolução do desempenho do Brasil para esses dois indicadores entre os anos de 2011 e 2012, observa-se uma piora nos resultados obtidos pelo país, conforme apresentado na Tabela 7:

**Tabela 7 – Evolução dos indicadores de governança do Brasil entre os anos de 2011 e 2012**

	Primado da Lei		Qualidade da Regulação	
	2011	2012	2011	2012
Brasil	-0,01	-0,11	0,18	0,09
Posição do Brasil no ranking	121	110	119	115

Em 2011, o Brasil ocupava a 121ª posição do ranking das economias para o indicador “primado da lei”, apresentando um resultado de -0,01. Em 2012, o país caiu onze posições no ranking, ficando na 110ª posição com um indicador de -0,11.

Quanto ao indicador “qualidade da regulação”, o país apresentou em 2011 um resultado de 0,18, enquanto em 2012 o resultado obtido foi de 0,09.

<sup>14</sup> Para o indicador “qualidade da regulação”, não foram divulgados resultados de 2012 para cinco economias: Mônaco, San Marino, Caledônia, Ilhas Cook e Niuê.

Conseqüentemente, o Brasil passou da 119<sup>a</sup> para a 115<sup>a</sup> posição no ranking das economias estudadas.

Apesar do estudo feito pelo Banco Mundial não tratar das causas específicas que influenciam os resultados obtidos por cada economia, é possível que a piora nos indicadores apresentada pelo Brasil esteja relacionada com as mudanças na legislação do setor elétrico ocorridas em 2012, que elevaram a instabilidade regulatória no país.

Com base no estudo feito pelo Banco Mundial, é possível concluir que o Brasil não apresenta comparativamente um nível elevado de confiabilidade regulatória. Isso ratifica a suposição de existência de um risco regulatório nesse país maior que o observado em outras economias.

Além das questões diretamente relacionadas à instabilidade do marco regulatório e à confiabilidade da regulação no país, os investidores estão sujeitos ainda às metodologias tarifárias estabelecidas pelo regulador.

No que se refere aos custos de operação e manutenção, por exemplo, dado que os valores que compõem a receita são determinados por um ente externo (agência reguladora) e de forma *ex ante* (são definidos no momento da revisão tarifária e permanecem constante durante todo o ciclo tarifário, sofrendo apenas os efeitos do reajuste tarifário anual), há um risco de os custos praticados efetivamente pela empresa serem superiores àqueles considerados regulatoriamente nas tarifas, resultando em uma receita líquida menor para a concessionária.

Logicamente, essa diferença de custos pode ser decorrente de uma gestão ineficiente que, portanto, não deve ser remunerada. Entretanto, diferenças podem ocorrer, por exemplo, em função da metodologia adotada pela agência reguladora. Problemas acontecem muitas vezes quando é utilizada uma mesma metodologia para determinação de parâmetros regulatórios de empresas muito heterogêneas. Isso porque uma única metodologia dificilmente consegue capturar todas as especificidades das concessões.

Assim, mesmo que uma empresa efetue uma gestão eficiente do negócio, há um risco de que a receita relativa aos custos operacionais incluída nas tarifas seja inferior aos custos reais incorridos por ela.

Tem-se, portanto, que a prestação dos serviços de energia elétrica possui particularidades que fazem com que existam riscos relacionados a essa atividade. Esses devem ser recompensados para que o negócio seja atrativo para os investidores do setor.

Nesse contexto, destaca-se a situação das transmissoras de energia elétrica que tiveram seus contratos de concessão renovados no âmbito da Lei nº 12.783/2013, tratada no capítulo a seguir.

#### **4 Remuneração do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil**

As transmissoras de energia elétrica são responsáveis pela rede que liga as usinas geradoras às companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores. Empresas públicas e privadas obtêm concessões para prestar esse serviço e recebem, em contrapartida, a chamada Receita Anual Permitida (RAP).

Ao longo do tempo não foi possível o estabelecimento de uma única abordagem para precificação do serviço de transmissão de energia elétrica, sendo identificados atualmente três grupos distintos: (i) concessionárias licitadas, (ii) concessionárias existentes e (iii) ampliações e reforços.

##### **i) Precificação para as “concessionárias licitadas”**

Segundo as regras vigentes, novas concessões de transmissão devem ser obtidas necessariamente por meio de processo licitatório, mediante leilões, nos quais a outorga é concedida à empresa que exigir a menor receita pela prestação do serviço de transmissão (menor RAP).

Nesses casos, a RAP é reajustada anualmente por índices de inflação (IGP-M ou IPCA, a depender do Contrato) e passa por revisão periodicamente. Particularmente, as regras de revisão da receita das concessões licitadas sofreram, ao longo dos anos, diversas modificações. Dessa forma, para cada caso específico, é indispensável conhecer os termos dos editais de licitação e dos respectivos contratos de concessão (CALDWELL, 2011).

##### **ii) Precificação para as “concessionárias existentes”**

Nem todas as concessionárias de transmissão atuantes no Brasil passaram por processo licitatório. Conforme bem abordado por Caldwell (CALDWELL, 2011), em 2001 surgiram os primeiros contratos de transmissão de energia elétrica do país. Esses foram celebrados com as empresas detentoras de ativos de transmissão à época da desverticalização dos serviços de energia e que, portanto, não passaram pelo processo de licitação (denominadas “concessionárias existentes”).



Definiu-se que a receita das “concessionárias existentes” seria calculada com base na “diferença entre a tarifa de suprimento vigente à época e as novas tarifas calculadas para geração” (CALDWELL, 2011), ou seja, sem que houvesse vinculação direta com os ativos afetos à prestação do serviço de transmissão. Essa receita foi denominada RBSE, para o caso da parcela de receita inicial destinada às instalações da Rede Básica em operação comercial à época da reestruturação do setor elétrico, ou RPC, para a parcela de receita inicial destinada às Demais Instalações de Transmissão – DITs em operação comercial à época da reestruturação.

Foi estabelecido ainda que a receita inicial do Contrato de Concessão “permaneceria blindada, ou seja, sofreria apenas os efeitos do reajuste tarifário anual durante todo o período contratual” (CALDWELL, 2011). Assim, para essa parcela da receita não há aplicação de revisão tarifária periódica<sup>15</sup>.

iii) Precificação para reforços

Os reforços em instalações existentes, bem como adequações de menor porte são implementados pelas concessionárias por meio de autorizações expedidas pela ANEEL (ANEEL, 2013a).

No que se refere aos reforços, os Contratos de Concessão estabeleceram que esses resultam em parcelas adicionais de RAP a serem somadas anualmente à receita blindada, chamadas RBNI (parcela de receita autorizada para remuneração de reforços na Rede Básica) e RCDM (parcela de receita autorizada para remuneração de reforços nas demais instalações de transmissão).

---

<sup>15</sup> “Esta regra não se aplica a apenas três empresas, que não firmaram o Contrato de Concessão à época das demais. (...) Assim, para estas concessionárias não foi mantida a mencionada cláusula contratual que “blinda” as parcelas de receita RBSE/RPC e, por este motivo, a revisão tarifária é realizada sobre toda base de ativos.

Este caso aplica-se à Cemig Transmissão, cujas atividades de geração e transmissão de energia elétrica, e seus respectivos Contratos, foram segregados em data anterior: 1997. Ainda, às concessionárias Evrecy Participações LTDA e Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S/A, empresas resultantes do processo de desverticalização das distribuidoras Escelsa e Coelba, respectivamente, assinaram seus Contratos de Concessão em data posterior às demais (somente em 2008, para Evrecy, e em 2010, para Afluente).” (CALDWELL, 2011).

Para esses “reforços”, os Contratos de Concessão preveem revisão periódica da receita, além de um reajuste anual, no qual é realizada a atualização inflacionária (CALDWELL, 2011).

Tem-se então que as regras de revisão da RAP das concessões licitadas sofreram ao longo dos anos diversas modificações, de forma que não há uma metodologia uniforme para todas elas. Por sua vez, a RAP associada às instalações iniciais das concessionárias existentes foi calculada à época da desverticalização pela diferença entre a tarifa de suprimento vigente à época e as novas tarifas de geração, sem metodologia específica. Além disso, essa parcela de RAP não passa por revisão tarifária, momento no qual é determinada a remuneração para o serviço. Assim, as análises deste trabalho relativas ao segmento de transmissão, dado o objetivo que se quer alcançar, serão realizadas tendo como base a parcela da RAP relativa aos “reforços” na rede básica (RBNI).

#### **4.1 Remuneração do serviço de transmissão até 2012**

A metodologia de revisão da parcela de receita autorizada para remuneração de reforços na Rede Básica (RBNI) é conceitualmente semelhante, embora menos complexa, à aplicada no segmento de distribuição de energia.

Basicamente essa parcela de RAP é estabelecida pela combinação dos seguintes componentes (ANEEL, 2013b):

- a) encargos setoriais e tributos (RGR, TFSEE, P&D e PIS/COFINS);
- b) custos de administração, operação e manutenção; e
- c) custo anual dos ativos elétricos, composto pelo retorno do capital (depreciação) e pelo retorno sobre o capital (remuneração).

A remuneração constante da RAP é resultado da aplicação de uma taxa de retorno sobre o investimento a ser remunerado, a chamada base de remuneração.

Para determinação da taxa de retorno sobre o capital para o segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro, utiliza-se também o Custo Médio Ponderado do Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*). Nos processos de revisão periódica das RAPs das transmissoras referentes ao 3º ciclo de revisões,

no período de julho/2013 a junho/2018, o WACC real depois de impostos utilizado pelo regulador brasileiro é de 6,64% (ANEEL, 2013b).

Tem-se que a remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica consistia até 2012 apenas da remuneração sobre o capital prudentemente investido, não havendo qualquer remuneração específica pela prestação do serviço.

#### **4.2 Novo contexto legal-regulatório: Lei nº 12.783/2013**

Em 11 de janeiro de 2013, foi sancionada a Lei nº 12.783/2013, que “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, (...) e dá outras providências” (BRASIL, 2013).

Segundo essa Lei, as concessões existentes de transmissão de energia elétrica classificadas como integrantes da rede básica “poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos”. Nesse caso, a prorrogação depende: (i) da aceitação expressa pelas concessionárias da receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; e (ii) da submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL. A Lei determina ainda que os efeitos da prorrogação podem ser antecipados em até sessenta meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.

Para as concessionárias de transmissão que optarem pela prorrogação, o poder concedente é autorizado a pagar o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. Ou seja, realizar a chamada reversão dos ativos não depreciados das concessionárias.

#### **4.3 Remuneração do serviço de transmissão no novo contexto legal-regulatório (após 2012)**

Conforme exposto, a metodologia de revisão das Receitas Anuais Permitidas das transmissoras de energia elétrica até então vigente determinava que a remuneração dessas concessionárias seria dada unicamente pela aplicação de uma taxa de retorno sobre os investimentos prudentemente realizados.

Entretanto, no novo contexto legal-regulatório introduzido pela Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, estabeleceu-se que as concessionárias de transmissão de energia elétrica prorrogadas, ou a partir de então licitadas, poderão ter a sua base de ativos revertida.

Assim sendo, se mantida a regulamentação até então vigente, essas empresas prestariam o serviço sem retorno, uma vez que não teriam mais ativos a serem remunerados. Essas concessionárias ficariam responsáveis pela gestão do negócio de transmissão, bem como por todos riscos envolvidos, sem receber qualquer remuneração correspondente.

O Decreto nº 7.805/2012 regulamentou as condições para prorrogação e a antecipação dos efeitos dessa prorrogação às tarifas dos consumidores finais. Foi determinado que era de responsabilidade do Poder Concedente definir, até 1º de novembro de 2012, a RAP para as instalações de transmissão elegíveis à antecipação da prorrogação. Entretanto, o art. 17 do próprio Decreto estabeleceu que o Ministério de Minas e Energia – MME seria o responsável por representar o Poder Concedente para este fim (BRASIL, 2012a).

Nesse contexto, por meio da Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012, o MME definiu as receitas iniciais das instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas na Lei nº 12.783/2013. Essas foram definidas com base nos resultados do estudo realizado pela ANEEL na Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL, acrescidos de uma remuneração pela prestação do serviço, de que trata a Nota Técnica DEA/DEE nº 01/2012 da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (BRASIL, 2012c).

Por meio da NT nº 383/2012, a ANEEL apresentou uma proposta para a definição dos custos de operação e manutenção, dos encargos e dos tributos, que comporiam a receita inicial dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Segundo a Agência, *“os encargos tarifários são todos definidos em Leis e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de pagamento pelas concessionárias e de repasse às tarifas”* (ANEEL, 2012a). Assim

sendo, os encargos que especificamente devem ser considerados no cálculo da RAP inicial das transmissoras de energia elétrica, segundo a ANEEL, são:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D): deve ser aplicado o percentual de 1,0%, incidente sobre a Receita Operacional Líquida de Transmissão, conforme Resolução ANEEL nº 185, de 21 de maio de 2001; e
- b) Taxa de Fiscalização (TFSEE): deve ser aplicado o percentual de 0,5%, incidente sobre a Receita Bruta de Transmissão.

Por sua vez, para definição dos custos operacionais, foi sugerida pela ANEEL a adoção do método de Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*) com retornos constantes de escala<sup>16</sup>.

Os resultados propostos pela Agência estão apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8 - Receita inicial das transmissoras - Sugestão ANEEL (NT 383/2012)**

Empresa	Custos Operacionais ( A )	TFSEE ( B )	P&D ( C )	Receita Total ( D = A + B + C )
CEEE	158.562.295	804.763	1.585.623	160.952.681
CEMIG	133.027.002	675.162	1.330.270	135.032.435
CHESF	463.563.610	2.352.760	4.635.636	470.552.006
COPEL	103.972.559	527.700	1.039.726	105.539.984
CTEEP	461.784.938	2.343.733	4.617.849	468.746.520
ELETRONORTE	247.408.843	1.255.693	2.474.088	251.138.624
ELETROSUL	363.707.374	1.845.952	3.637.074	369.190.400
FURNAS	564.044.738	2.862.740	5.640.447	572.547.925
CELG	14.749.289	74.858	147.493	14.971.640

No que se refere à remuneração pela prestação do serviço, a EPE sugeriu, por meio da NT nº 01/2012, a adoção de um valor de 10% como taxa de lucro a ser incluída nas receitas das empresas prestadoras dos serviços de transmissão de energia elétrica, no momento da renovação das suas concessões.

Segundo consta dessa Nota Técnica nº 01/2012 (EPE, 2012):

*“O lucro é a remuneração a que se faz jus pela realização de uma atividade econômica. (...)”*

<sup>16</sup> Dado o objetivo deste trabalho, não cabe aqui descrever todos os detalhes do método de *benchmarking* utilizado pela Agência. Os detalhes dessa metodologia podem ser encontrados na Nota Técnica nº 383/2012 SRE/ANEEL (ANEEL, 2012a).

*Conceitualmente, o lucro a ser regulado pelo Estado deve ser uma remuneração alta o suficiente para manter a atratividade da prestação do tipo de serviço regulado mas, ao mesmo tempo, baixa o suficiente para não resultar em lucros excessivos. (...)*

*A despeito da dificuldade da sua determinação, o valor da taxa de lucro poderia ser estimado, como no caso dos contratos administrativos, com base no próprio histórico de percentuais praticados em diferentes ramos de atividade econômica contratados pela Administração Pública que, assim, poderia “identificar uma tendência de lucro praticada dentro de suas atividades, com base em estudos disponíveis ou em registros de contratos” (TCU, 2007). (...)*

*Como referência para o estabelecimento da remuneração ou lucro a ser incluído na tarifa de O&M das empresas prestadoras dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica pode-se citar a faixa de aceitabilidade do lucro indicada no item 9.2 do (...) Acórdão 325/2007 – TCU – Plenário, que varia de 3,8% a 10,0%, com média de 6,9%. A metodologia utilizada compreendeu amplo levantamento de dados junto a empresas do setor, inclusive Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Eletrobras, além de consultas à ANEEL.*

*No Acórdão 2369/2011, o TCU retoma a discussão, procurando aumentar o escopo da aplicação da metodologia para atividades de engenharia em outros setores além de linhas de transmissão e subestações, obtendo-se uma faixa de variação do lucro entre 5% e 12%, com média de 8,5%. Observa-se que, entre as recomendações deste Acórdão, o TCU resolveu constituir um grupo de trabalho interdisciplinar no âmbito do Tribunal para aprofundar os estudos até então efetuados e definir as faixas aceitáveis de BDI<sup>17</sup> específicas para cada tipo de empreendimento. (...)*

*A título exemplificativo da ordem de grandeza de valores de remuneração no setor elétrico, pode-se citar, em termos históricos, o Decreto-lei nº 1383/74, de 26/12/1974, o qual estabeleceu o valor de 10% ao ano como*

---

<sup>17</sup> Taxa de Benefício e Despesas Indiretas – BDI, também denominada Taxa de Lucro e Despesas Indiretas - LDI.

*remuneração legal do investimento dos concessionários integrados nos planos de aplicação dos recursos da Reserva Global de Garantia.*

*Para o valor proposto são feitas as seguintes ponderações:*

- *sugere-se para a consideração do MME a adoção de um valor de 10% como taxa de lucro a ser incluída nas tarifas de O&M das empresas prestadoras dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica, no momento atual da renovação das suas concessões.*
- *observa-se que tal valor, da ordem de grandeza do limite superior de aceitabilidade indicado pelo TCU, será objeto de reavaliação pela ANEEL no processo de revisão tarifária dos próximos anos.”*

Conforme mencionado, o MME optou por considerar a receita inicial proposta pela ANEEL, apresentada na Tabela 8, composta pelos custos de operação e manutenção e pelos encargos aplicáveis, e sobre ela aplicar uma taxa de lucro de 10%, conforme sugerido pela EPE. Dessa forma, as receitas iniciais definidas para as transmissoras que renovaram seus contratos de concessão foram as apresentadas na Tabela 9 (BRASIL, 2012c):

**Tabela 9 - Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica que renovaram seus contratos de concessão**

Empresa	Receita Total (Sugestão ANEEL) (A)	Taxa de Lucro (10% sobre a Receita Total) (B)	RAP Homologada (A+B)
CEEE	160.952.681	16.095.268	177.047.949
CEMIG	135.032.435	13.503.244	148.535.678
CHESF	470.552.006	47.055.201	517.607.206
COPEL	105.539.984	10.553.998	116.093.983
CTEEP	468.746.520	46.874.652	515.621.172
ELETRONORTE	251.138.624	25.113.862	276.252.486
ELETROSUL	369.190.400	36.919.040	406.109.440
FURNAS	572.547.925	57.254.793	629.802.717
CELG	14.971.640	1.497.164	16.468.804

Observa-se que, em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/2013, houve uma separação entre propriedade e gestão na prestação do serviço de transmissão de energia elétrica. Os investidores, antes proprietários dos ativos e com remuneração lastreada a esses, passaram a ser operadores/gestores de ativos de terceiros, ficando também responsáveis financeira, regulatória e judicialmente pelos problemas que podem advir das operações desses. Nessa nova

função, passaram a receber uma remuneração dissociada do investimento de capital. Tem-se, assim, a ratificação por parte do próprio formulador de políticas setoriais da necessidade de remuneração diferenciada para a prestação de serviço com ativos não onerosos.

No que se refere à RAP definida para as transmissoras que tiveram seus contratos de concessão renovados, tem-se que, por se tratar de ativos de terceiros, a receita futura esperada por essas concessionárias não inclui as parcelas de amortização e custo do capital investido, sendo basicamente formada por três parcelas, a saber: (i) custo de operação e manutenção do serviço, (ii) encargos e (iii) remuneração. Essas parcelas formam a receita exigida por um prestador do serviço de transmissão no caso em que inexistente investimento de capital.

Analisando a RAP inicial definida, porém, não é possível identificar uma relação direta entre a taxa de remuneração aplicada e os riscos associados à atividade.

Em função dos prazos estabelecidos pela Lei nº 12.783/2013, essa taxa teve que ser definida com certa urgência. Isso dificultou a realização de um estudo mais detalhado e específico para o setor de transmissão de energia elétrica no novo contexto legal-regulatório, que analisasse, por exemplo, a relação entre a remuneração e os riscos associados à atividade.

Poder-se-ia supor que o custo de oportunidade dos investidores estaria contemplado na remuneração de 10% aplicada sobre a receita de custos operacionais e tributos.

Por outro lado, é questionável a abordagem adotada de se definir a remuneração de forma crescente com os custos de O&M e não com a base de ativos das concessionárias. Para os ativos totalmente depreciados, por exemplo, tem-se custos de O&M mais elevados quando comparados aos custos de ativos novos. Assim, a aplicação de uma taxa de administração sobre os custos de O&M consequentemente pode majorar incorretamente a receita da concessionária.

Entretanto, este trabalho não tem como foco a análise da adequação da taxa de remuneração pela operação de ativos de terceiros aplicada no segmento de transmissão.



Essa questão se mostra como um interessante objeto de estudo para trabalhos futuros, que poderia contemplar: (i) a análise da composição da taxa de retorno aplicada, de forma a avaliar se ela reflete todo o custo de oportunidade; (ii) a análise da base sobre a qual deveria ser aplicada a taxa de retorno (investigar se seria mais prudente aplicar sobre a base atual, resultante da soma do custo operacional e dos encargos, ou outra base como, por exemplo, o valor dos ativos não onerosos da concessionária).

## **5 Recomendações para o cálculo de uma remuneração adequada para o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil**

Conforme visto no Capítulo 2, a remuneração de uma concessionária de distribuição, segundo a metodologia vigente, é resultado da multiplicação da Base de Remuneração Líquida - BRL da empresa pelo Custo de Capital.

Essa parcela remunerada dos ativos das concessionárias de distribuição (BRL) é dada pela totalidade de ativos da concessionária subtraída do Índice de Aproveitamento, das Obrigações Especiais e da Depreciação Acumulada (Equação 2).

Particularmente, as Obrigações Especiais correspondem aos ativos que estão vinculados à concessão, que são necessários para a prestação do serviço e que não foram constituídos com o capital da concessionária, constituindo, portanto, passivos não onerosos.

Os ativos decorrentes de Obrigações Especiais, em geral, são relacionados ao Programa Luz Para Todos – PLPT, programa de eletrificação rural do governo brasileiro que tem como objetivo acabar com a exclusão do acesso à energia elétrica no país. Trata-se de um programa de governo compulsório para as distribuidoras, cujos investimentos são, em grande parte, realizados com recursos não onerosos. Esses recursos são contabilizados na base de ativos das empresas na forma de Obrigações Especiais e, conseqüentemente, não possuem remuneração associada.

Por sua vez, a Depreciação Acumulada é deduzida da totalidade de ativos para fins de cálculo da BRL pois, na metodologia adotada, ativos depreciados não fazem jus a uma remuneração. Entretanto, na prática, apesar de já estarem completamente depreciados, muitos ativos ainda estão em boas condições de uso, não apresentando necessidade de serem substituídos, de forma que são mantidos em funcionamento pelas empresas. Trata-se dos chamados Ativos Totalmente Depreciados. Nesse caso, a empresa fica responsável pela gestão e por todos os riscos associados a esses ativos sem receber qualquer retorno relacionado, uma vez que esses deixam de compor a base de remuneração.

Conforme demonstrado no Capítulo 2, as parcelas de Ativos Totalmente Depreciados e de Obrigações Especiais, apesar de estarem relacionadas a investimentos prudentemente realizados e a ativos que estão efetivamente a serviço da concessão, não são remuneradas segundo a metodologia vigente de revisões tarifárias. Embora a metodologia inclua, na receita requerida das distribuidoras, parcela destinada a cobrir os custos de operação e manutenção desses ativos, eles devem ser geridos pela concessionária sem proporcionar qualquer remuneração associada.

Como comprovado pelos dados da Tabela 4 e do Gráfico 3, os Ativos Totalmente Depreciados e as Obrigações Especiais representam um expressivo volume de ativos para muitas concessionárias brasileiras, fazendo com que seja imputado a essas um conjunto vultoso de riscos que não estão contemplados na remuneração vigente. Tal distorção entre ativo remunerável e ativo não remunerável eleva expressivamente a relação risco/retorno das distribuidoras.

Isso indica a necessidade de um tratamento específico para os ativos oriundos de recursos não onerosos.

Os investidores de distribuição são, no que se refere às Obrigações Especiais e aos Ativos Totalmente Depreciados, operadores de ativos não onerosos. Essa situação pode ser vista como análoga à das transmissoras de energia elétrica que tiveram seus contratos de concessão renovados no âmbito da Lei nº 12.783/2013.

Na referida Lei, estabeleceu-se a reversão da base de ativos das concessionárias de transmissão de energia elétrica que prorrogaram suas concessões. Nesse novo contexto, se mantida a regulamentação até então vigente, essas empresas prestariam o serviço de transmissão de energia sem retorno, uma vez que não teriam mais ativos a serem remunerados. Elas ficariam responsáveis pela gestão do negócio e por todos os riscos envolvidos sem receber qualquer remuneração correspondente.

Conforme apresentado no Capítulo 4, foi realizada uma modificação na metodologia de remuneração desse segmento, de forma que essas concessionárias passaram a receber uma remuneração dissociada do investimento de capital. Considerou-se, nesse caso, uma taxa de lucro de 10% sobre a receita inicial calculada.

Percebe-se, portanto, uma ratificação por parte do formulador de políticas setoriais da necessidade de se incluir uma remuneração específica para a prestação de serviço com ativos não onerosos.

Este trabalho não propõe a aplicação idêntica para as distribuidoras da metodologia e da taxa utilizadas no caso das transmissoras que renovaram suas concessões. Ou seja, não está sendo sugerida que a solução adotada na transmissão é a mais adequada, mas sim levantando-se a questão de que não tratar esse aspecto é uma distorção ainda mais grave, como ocorre atualmente no caso dos Ativos Totalmente Depreciados e das Obrigações Especiais na distribuição.

A necessidade de inclusão de uma remuneração específica pela gestão de ativos não onerosos foi objeto de contribuição por parte de diversos agentes de energia elétrica no âmbito da AP nº 040/2010, que tratou das metodologias tarifárias a serem aplicadas no 3º ciclo de revisões periódicas, foram eles: ABRADDEE, COPEL, ELETROCAR, Grupo AES Brasil, Grupo Rede Energia, EDP, CEB, CELG e CEMAR (ANEEL, 2011a).

Sobre os pleitos desses agentes a Agência avaliou que “ainda que seja desejável a manutenção de ativos em operação, mesmo após estarem totalmente depreciados, não há como imputar aos consumidores o pagamento de uma remuneração sobre ativos que já foram integralmente pagos por eles. Da mesma forma, não caberia remuneração sobre os ativos constituídos como obrigações especiais.” (ANEEL, 2011a)

Por sua vez, na Proposta de Plano de Transição para a Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, apresentada pela Equatorial Energia S/A à ANEEL<sup>18</sup>, foi pleiteado o estabelecimento de uma remuneração para os serviços relacionados com os Ativos Totalmente Depreciados e os decorrentes de Obrigações Especiais. A esse respeito, o diretor-relator do processo na ANEEL, Sr. Romeu Donizete Rufino, argumentou em seu voto que “*por ser metodológico, entende-se que, no presente momento, o pleito não deve ser acatado e que a discussão deve ser feita no âmbito das metodologias a serem empregadas no 4º Ciclo de Revisões Tarifárias*” (ANEEL,

---

<sup>18</sup> Em 13 de julho de 2012, a Equatorial Energia S/A solicitou a apreciação pela ANEEL de sua Proposta de Plano de Transição com vistas à aquisição do controle acionário da CELPA, que se encontrava sob recuperação judicial.

2012b). Por meio do mencionado voto o diretor demonstrou a possibilidade de se discutir a questão da remuneração de ativos não onerosos para as concessionárias de distribuição no próximo ciclo de revisões tarifárias, a ocorrer entre 2015 e 2019, o que indica a importância de um estudo mais aprofundado sobre o tema.

Cabe mencionar que a relevância dessa questão para as concessionárias de distribuição se elevou nos últimos anos.

Conforme mencionado, os ativos decorrentes de Obrigações Especiais em geral são relacionados ao Programa Luz Para Todos – PLPT, programa de eletrificação rural instituído pelo Governo Federal em novembro de 2003 (BRASIL, 2003). Trata-se de um programa de governo ainda em vigor e compulsório para as distribuidoras, que tem resultado na elevação expressiva do volume de Obrigações Especiais nas concessionárias.

As Tabelas 10, 11 e 12 a seguir apresentam a evolução das Obrigações Especiais em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida nas três concessionárias que apresentaram uma maior relação OE/BRL no 3º ciclo: CELTINS, SULGIPE, IENERGIA (ANEEL, [s.d.]c) (ANEEL, [s.d.]d).<sup>19</sup>

**Tabela 10 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da CELTINS**

	<u>2a RTP</u> jul/08	<u>3a RTP</u> jul/12	Varição 3º - 2º ciclo
<b>Base de Remuneração Bruta (R\$)</b>	661.597.896	696.724.257	5,3%
<b>Base de Remuneração Líquida (R\$)</b>	231.349.666	228.958.109	-1,0%
<b>Obrigações Especiais (R\$)</b>	565.432.345	909.618.166	60,9%
<b>OE/BRB (%)</b>	85,5%	130,6%	-
<b>OE/BRL (%)</b>	244,4%	397,3%	-

<sup>19</sup> A definição das Obrigações Especiais Líquidas passou a existir apenas a partir das revisões de 2010. Assim, para efeito dessa comparação entre ciclos tarifários, foram utilizadas as Obrigações Especiais Brutas.

**Tabela 11 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da SULGIPE**

	<u>2a RTP</u> dez/08	<u>3a RTP</u> dez/12	Variação 3° - 2° ciclo
Base de Remuneração Bruta (R\$)	73.398.128	83.999.084	14,4%
Base de Remuneração Líquida (R\$)	28.998.818	38.326.814	32,2%
Obrigações Especiais (R\$)	57.452.677	107.609.326	87,3%
OE/BRB (%)	78,3%	128,1%	-
OE/BRL (%)	198,1%	280,8%	-

**Tabela 12 - Evolução das Obrigações Especiais Brutas em relação às Bases de Remuneração Bruta e Líquida da IENERGIA**

	<u>2a RTP</u> ago/08	<u>3a RTP</u> ago/12	Variação 3° - 2° ciclo
Base de Remuneração Bruta (R\$)	23.140.904	28.368.127	22,6%
Base de Remuneração Líquida (R\$)	11.129.029	13.107.191	17,8%
Obrigações Especiais (R\$)	10.830.215	16.500.268	52,4%
OE/BRB (%)	46,8%	58,2%	-
OE/BRL (%)	97,3%	125,9%	-

Observa-se que entre o 2º e o 3º ciclo tarifário as Obrigações Especiais cresceram consideravelmente mais que as Bases de Remuneração Líquida e Bruta nessas concessionárias. Conseqüentemente, a relação OE/BRL aumentou para todas elas.

Para a CELTINS, por exemplo, as Obrigações Especiais elevaram-se 60,9% entre os ciclos, enquanto a Base de Remuneração Líquida apresentou uma redução de 1%. Dessa forma, a relação OE/BRL da concessionária passou de 244,5% (2º ciclo) para 397,3% (3º ciclo).

Tem-se, portanto, que a relevância da necessidade de uma remuneração pela gestão de ativos não onerosos para distribuidoras se elevou entre os ciclos tarifários, o que foi refletido na quantidade de contribuições sobre o tema no âmbito das definições das metodologias do 3º ciclo.

Assim sendo, entende-se necessária a inclusão, na metodologia tarifária das concessionárias de distribuição, de uma taxa de remuneração relacionada à operação de ativos oriundos de Obrigações Especiais e de Ativos Totalmente Depreciados, adicionalmente à remuneração sobre ativos onerosos atualmente considerada. Ela deve considerar os riscos relacionados à operação desses bens,

como por exemplo os riscos trabalhistas, cíveis, tributários, ambientais e regulatórios.

Uma forma de implementar a referida remuneração seria aplicar uma taxa de administração sobre esses ativos. Assim, a remuneração a ser incluída na receita requerida das concessionárias de distribuição seria formada por duas parcelas, quais sejam:

- a) **Remuneração dos ativos onerosos:** taxa de remuneração do capital aplicada sobre os investimentos onerosos prudentemente realizados pelas concessionárias; e
- b) **Remuneração dos ativos não onerosos:** taxa de administração pela gestão de ativos não onerosos aplicada sobre os ativos oriundos de Obrigações Especiais e sobre os Ativos Totalmente Depreciados.

Matematicamente, tem-se:

$$\text{Remuneração total} = \text{Remuneração}_{AO} + \text{Remuneração}_{ANO}$$

**Equação 3**

$$\text{Remuneração}_{AO} = \text{BRL} \times \text{taxa de remuneração}$$

**Equação 4**

$$\text{Remuneração}_{ANO} = \text{BANO} \times \text{taxa de administração}$$

**Equação 5**

Onde:

**Remuneração total:** montante a ser incluído na receita requerida das concessionárias de distribuição de energia elétrica a título de remuneração;

**Remuneração<sub>AO</sub>:** remuneração relacionada aos ativos onerosos;

**Remuneração<sub>ANO</sub>:** remuneração relacionada aos ativos não onerosos;

**BRL:** Base de Remuneração Líquida;

**Taxa de remuneração:** custo do capital, dado pelo Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*);

**BANO:** Base de Ativos Não Onerosos, composto pela soma das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados; e

**Taxa de administração:** taxa de retorno pela gestão de ativos não onerosos, que leve em consideração os riscos associados à prestação do serviço de distribuição.



## **6 Conclusões e considerações finais**

No presente trabalho foi analisada a remuneração do segmento de distribuição de energia elétrica e, a partir do estudo dos riscos associados à prestação desse serviço, foi identificada uma possibilidade de aprimoramento da metodologia vigente.

É sabido que ativos mais arriscados precisam oferecer um retorno adicional em relação aos ativos de baixo risco para que se tornem atrativos aos investidores. Assim, para que um investidor se interesse pela prestação do serviço de distribuição de energia elétrica é necessário que os riscos aos quais ele está sujeito, como os riscos judiciais e regulatórios, sejam compensados.

A análise feita identificou a situação dos ativos caracterizados como Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados. Ambos, apesar de estarem relacionados a investimentos prudentemente realizados e a bens que estão efetivamente a serviço da concessão, não são remunerados segundo a metodologia vigente. Dessa forma, as empresas são responsáveis pela gestão e pelos riscos associados a esses ativos sem receberem qualquer retorno por isso.

Analisando a base de ativos das concessionárias de distribuição observou-se que, para muitas delas, a participação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados é consideravelmente elevada, o que torna a questão da ausência de remuneração ainda mais relevante.

Sugere-se assim a inclusão de um prêmio na receita requerida das concessionárias para recompensar os riscos relacionados à gestão desses ativos.

A título de reforço da necessidade dessa adequação na remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica, destacou-se no trabalho que os investidores desse segmento são, no que se refere aos Ativos Totalmente Depreciados e às Obrigações Especiais, operadores de ativos não onerosos, em situação análoga aos do segmento de transmissão que tiveram seus contratos de concessão renovados no âmbito da Lei nº 12.783/2013.

No segmento de transmissão, as concessionárias tiveram suas bases de ativos revertidas no processo de renovação. Assim, a metodologia de remuneração desse segmento teve que ser modificada, de forma que passasse a ser dissociada do

investimento de capital. Considerou-se como remuneração, nesse caso, uma taxa de 10% sobre a receita inicial calculada.

Observa-se que, ao modificar a forma de remuneração das transmissoras, o formulador de políticas setoriais ratifica a necessidade de se incluir uma remuneração específica para a prestação de serviço com ativos não onerosos.

Portanto, a proposta prática desta dissertação é que, dadas as suas características próprias, seja incluída uma taxa de remuneração relacionada à operação de ativos oriundos de Obrigações Especiais e de Ativos Totalmente Depreciados na metodologia tarifária das concessionárias de distribuição.

Uma forma de implementar a referida remuneração seria aplicar uma taxa de administração sobre os referidos ativos. Assim, a remuneração a ser incluída na receita requerida das concessionárias de distribuição seria formada por duas parcelas, quais sejam:

- a) **Remuneração dos ativos onerosos:** taxa de remuneração do capital (WACC) aplicada sobre os investimentos onerosos prudentemente realizados pelas concessionárias (Base de Remuneração Líquida); e
- b) **Remuneração dos ativos não onerosos:** taxa de administração pela gestão de ativos não onerosos aplicada sobre os ativos oriundos de Obrigações Especiais e os Ativos Totalmente Depreciados (Base de Ativos Não Onerosos).

O aperfeiçoamento metodológico ora proposto mostra-se coerente com o equilíbrio entre os agentes constantemente perseguido pelo ente regulador. Este critério daria mais precisão à remuneração dos investidores ao aprimorar a vinculação entre a remuneração e os riscos aos quais eles estão sujeitos. Além disso, contribuiria para a eficiência na prestação do serviço ao incentivar as concessionárias a aproveitarem a vida útil total dos ativos.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- a) a investigação de uma base conceitual consistente para a definição da remuneração das concessionárias de transmissão que renovaram seus contratos de concessão, visando ao aprimoramento da metodologia vigente; e
- b) a investigação de metodologia para definição da taxa de administração pela gestão de ativos não onerosos das concessionárias de distribuição, seguindo os mesmos princípios econômicos que fundamentam a remuneração dos ativos não depreciados associados a investimentos onerosos, ou seja, compensando o custo de oportunidade dos investidores.

## 7 Referências Bibliográficas

AES ELETROPAULO. *Relatório da Administração 2012 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.* 2012. Disponível em: [http://ri.aeseletropaulo.com.br/ListResultados.aspx?id\\_canal=thF7rBIZKLH8BmC41l38nw==&id\\_canalpai=iTOUk74Krtyd2rO989Q87w](http://ri.aeseletropaulo.com.br/ListResultados.aspx?id_canal=thF7rBIZKLH8BmC41l38nw==&id_canalpai=iTOUk74Krtyd2rO989Q87w). Acesso em: 26 jul. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília, 2008. 236 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> . Acesso em: 03 jul. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica*. [s.d.]a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/contrato/contrato.cfm?idramo=3> Acesso em: 03 jul. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Encargos setoriais contemplados nas tarifas de energia elétrica*. [s.d.]b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527>. Acesso em: 03 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 77/2013-SRE/ANEEL. Terceiro ciclo de revisões periódicas das concessionárias de transmissão de energia elétrica – 3CRP-T*. 2013a. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/031/documento/nota\\_tecnica\\_nº\\_77\\_sre-aneel.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/031/documento/nota_tecnica_nº_77_sre-aneel.pdf). Acesso em: 13 nov. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL. Dispõe sobre a regulamentação do processo de revisão tarifária periódica dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica obtidos mediante licitação, na modalidade de leilão público*. 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/notaren2006230.pdf> . Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA *Nota Técnica nº 296/2011-SRE/SFF/ANEEL. Metodologia e Critérios Gerais para Definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e Base de Anuidade Regulatória (BAR) para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (3CRTP). Fechamento da Audiência Pública 040/2010*. 2011a. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2010&attIdeAud=462&attAnoFasAud=2011&id\\_area=13](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2010&attIdeAud=462&attAnoFasAud=2011&id_area=13). Acesso em: 03 jul. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 383/2012 SRE/ANEEL. Dispõe sobre a contribuição ao processo de fixação da receita inicial de transmissão, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia – MME, referentes às instalações de transmissão elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos do art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012*. 2012a. Disponível em:

[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias\\_concessoes/nota\\_tecnica\\_383.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/nota_tecnica_383.pdf) . Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Planilhas de reposicionamento tarifário das concessionárias de distribuição de energia no 2º ciclo de revisões tarifárias*. [s.d.]. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) . Acesso em: 03 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Planilhas de reposicionamento tarifário das concessionárias de distribuição de energia no 3º ciclo de revisões tarifárias*. [s.d.]. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) . Acesso em: 03 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica*. 2011b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>. Acesso em: 03 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Módulo 9: Concessionárias de Transmissão, Submódulo 9.1: Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes*. 2013b. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret\\_Submódulo%209.1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Submódulo%209.1.pdf). Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução nº 373, de 29 de dezembro de 1999. Define regras para a apresentação e aprovação dos orçamentos anuais do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS*. 1999. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999373.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 386, de 15 de dezembro de 2009. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica*. 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009386.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 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*. 2011c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011457.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Voto do processo nº 48500.004271/2012-71, que teve como objetivo analisar a Proposta de Plano de Transição apresentada pela empresa Equatorial Energia S.A. – Equatorial com vistas à aquisição do controle da concessionária Centrais Elétricas do Pará – Celpa*. 2012b. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/cedoc/adsp20122913\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/adsp20122913_1.pdf). Acesso em: 03 jun. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. *Contribuição à 2ª Fase do processo de Audiência Pública 040/2010 sobre a*

*metodologia a ser adotada no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das distribuidoras de energia elétrica – Custo de Capital (WACC)*. 2011. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/contribui coes\\_abradee\\_ap40\\_trr\\_2fase.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/contribui coes_abradee_ap40_trr_2fase.pdf) Acesso em: 02 jul. 2013.

BERK, Jonathan; DEMARZO, Peter. *Finanças empresariais*. Porto Alegre: Bookman, 2008.

BODIE, Zvi; KANE, Alex; MARCUS, Alan J. *Essentials of investments*. 5.ed. Boston: McGraw-Hill/Irwin, 2003.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS - BM&FBOVESPA. *Estatísticas históricas Ibovespa*. [s.d.]a. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoEvolucaoDiaria.aspx?Indice=Ibovespa&idioma=pt-br>. Acesso em: 12 nov. 2013.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS - BM&FBOVESPA. *O que é o Ibovespa?* [s.d.]b. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoIndice.aspx?Indice=Ibovespa&Idioma=pt-BR>. Acesso em: 12 nov. 2013.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS - BM&FBOVESPA. *O que é o IEE?* [s.d.]c. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoIndice.aspx?Indice=IEE&Opcao=0&idioma=pt-br>. Acesso em: 27 abr. 2013.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS - BM&FBOVESPA. *Valores diários de fechamento do Índice de Energia Elétrica*. [s.d.]d. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoEvolucaoDiaria.aspx?Indice=IEE&idioma=pt-br>. Acesso em: 27 abr. 2013.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Constituicao/Constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm). Acesso em: 02 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. 1997a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2335.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997. Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 dezembro de 1996, e dá outras providências. 1997b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19972410.pdf>. Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS" e dá outras providências. 2003. Disponível em:

[http://www.planalto.gov.br/CCIVIL\\_03/decreto/2003/D4873.htm](http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/decreto/2003/D4873.htm). Acesso em: 01 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. 2004a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”, para o período de 2011 a 2014 e dá outras providências. 2011a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7520.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7520.htm). Acesso em: 04 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. 2012a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. 1957. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/Antigos/D41019.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D41019.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. 1973. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L5899.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. 1989. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l7990.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l7990.htm) . Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. 1995a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l8987cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. 1995b. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e suas modificações. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. 1996. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm). Acesso em: 02 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. 1998. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19648cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm) Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. 2000. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19991.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19991.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. 2002. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10438.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.HTM). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. 2004b. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica; altera as Leis nºs 11.478, de 29 de maio de 2007, 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.350, de 20 de dezembro de 2010, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 8.248, de 23 de outubro de 1991, 9.648, de 27 de maio de 1998, 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.808, de 20 de julho de 1999, 10.260, de 12 de julho de 2001, 11.096, de 13 de janeiro de 2005, 11.180, de 23 de setembro de 2005, 11.128, de 28 de junho de 2005, 11.909, de 4 de março de 2009, 11.371, de 28 de novembro de 2006, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 10.312, de 27 de novembro de 2001, e 12.058, de 13 de outubro de 2009, e o Decreto-Lei nº 288, de 28 de fevereiro de 1967; institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear); dispõe sobre medidas tributárias relacionadas ao Plano Nacional de Banda Larga; altera a legislação relativa à



isenção do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM); dispõe sobre a extinção do Fundo Nacional de Desenvolvimento; e dá outras providências. 2011b. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2011/Lei/L12431.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/Lei/L12431.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. 2013. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. 2012b. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm). Acesso em: 03 jul. 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012. Dispõe sobre as Receitas Anuais Permitidas – RAP. 2012c. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port\\_579\\_TRANSMISSAO.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_579_TRANSMISSAO.pdf). Acesso em: 03 jul. 2013.

CALDWELL, Maria Luiza Ferreira. *Análise da remuneração e desempenho da rede básica*. 2011. 106 p. Dissertação (Mestrado em Regulação) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de Comercialização* – Cadernos Vermelhos: Encargos – a partir de junho/2013. 2013. Disponível em: [http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=234834125357000#%40%3F\\_afLoop%3D234834125357000%26\\_adf.ctrl-state%3D9umwvj7rz\\_96](http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=234834125357000#%40%3F_afLoop%3D234834125357000%26_adf.ctrl-state%3D9umwvj7rz_96). Acesso em: 01 jul. 2013.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO. *Demonstrações Financeiras Societárias da Companhia Energética de Pernambuco* - Exercício 2012. 2012. Disponível em: <http://www.neoenergia.com/ri/file/download/10751.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2013.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO. *Demonstrações Financeiras* – Exercício 2012. 2012. Disponível em: <http://www.cemar116.com.br/ri/>. Acesso em: 29 abr. 2013.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Resolução nº 03, de 06 de março de 2013. Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências*. 2013. Disponível em:

[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos\\_comite/CNPE/resolucao\\_2013/Resolucao\\_CNPE\\_3\\_2013.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2013/Resolucao_CNPE_3_2013.pdf). Acesso em: 02 jul. 2013.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. *Demonstrações Financeiras Padronizadas – Exercício 2012*. 2012. Disponível em:

[http://ri.coelce.com.br/coelce2011/web/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38257](http://ri.coelce.com.br/coelce2011/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38257). Acesso em: 29 abr. 2013.

DEMONSTRAÇÕES financeiras das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Nota Técnica nº 01/2012 – DEA/DEE. Proposta de Remuneração dos Serviços de Operação e Manutenção (O&M)*. 2012. Disponível em:

[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias\\_concessoes/Nota\\_Tecnica\\_EPE.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/Nota_Tecnica_EPE.pdf). Acesso em: 03 jul. 2013.

FITCH RATINGS. Comunicado: Fitch Realiza Ações de Rating em Empresas Brasileiras de Energia, de 07 de dezembro de 2012. 2012. Disponível em: <http://www.fitchratings.com.br/publications/5878>. Acesso em: 29 abr. 2013.

NEOENERGIA. *Contribuições para a Metodologia de Apuração da Estrutura e do Custo de Capital – 3º CRTP - 2ª Fase AP nº 040/2011*. 2011. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2010&attIdeFasAud=529&attAnoFasAud=2011&id\\_area=13](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2010&attIdeFasAud=529&attAnoFasAud=2011&id_area=13). Acesso em: 13 nov. 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional*. [s.d.] Disponível em:

[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx). Acesso em: 03 jul. 2013.

TOLMASQUIM, Maurício. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TOLMASQUIM, Maurício. *Power sector reform in Brazil*. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

VARIAN, Hal R. *Microeconomia: princípios básicos – uma abordagem moderna*. Trad. Da 7.ed., 10. reimpr. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

VERGARA, Sylvia Constant. *Projetos e relatórios de pesquisa em administração*. 14. ed. São Paulo: Atlas, 2013.

WORLD BANK. *Worldwide Governance Indicators (WGI) Project*. 2012. Disponível em: <http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.aspx#home>. Acesso em: 08 nov. 2013.

## Anexo I

1	AES Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
2	AES Sul	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
3	AMAZONAS	Eletrobras Amazonas Energia
4	AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A
5	BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A
6	BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A
7	CAIUA	Caiuá Distribuição de Energia Elétrica S/A
8	CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
9	CEAL	Companhia Energética de Alagoas
10	CEB	CEB Distribuição S/A
11	CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
12	CELESC	Celesc Distribuição S/A
13	CELG	Celg Distribuição S/A
14	CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
15	CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
16	CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
17	CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
18	CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A
19	CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A
20	CEPISA	Centrais Elétricas do Piauí S/A
21	CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A
22	CERR	Companhia Energética de Roraima
23	CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
24	CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
25	CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica
26	COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
27	COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
28	COELCE	Companhia Energética do Ceará
29	COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança
30	COPEL	Copel Distribuição S/A
31	COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
32	CPFL Leste Paulista	Companhia Leste Paulista de Energia
33	CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia
34	CPFL Mococa	Companhia Luz e Força de Mococa
35	CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz
36	CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz
37	CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz
38	CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia
39	DEMEI	Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí
40	DMED	DME Distribuição S/A
41	EBO	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A
42	EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Elétrica Vale Paranapanema S/A

43	EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A
44	EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.
45	EFLUL	Empresa de Força e Luz de Urussanga Ltda.
46	ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A
47	ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
48	ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A
49	ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
50	EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A
51	ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
52	ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A
53	EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A
54	ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
55	ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A
56	FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda.
57	HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi Ltda.
58	IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.
59	LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A
60	Mux Energia	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda.
61	RGE	Rio Grande Energia S/A
62	SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
63	UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.