

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO  
PUC-SP**

Aderbal Alfonso Hoppe

**ESTUDO SOBRE AS DIFERENÇAS DE PRÁTICAS CONTÁBEIS NAS  
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS E REGULATÓRIAS DE  
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ATUARIAIS**

**SÃO PAULO  
2012**

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO  
PUC-SP**

Aderbal Alfonso Hoppe

**ESTUDO SOBRE AS DIFERENÇAS DE PRÁTICAS CONTÁBEIS NAS  
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS E REGULATÓRIAS DE  
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ATUARIAIS**

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC/SP, como exigência parcial para obtenção do título de MESTRE em Ciências Contábeis e Atuariais, sob a orientação do Prof. Dr. Sergio de Iudícibus.

**SÃO PAULO**

**2012**

## **BANCA EXAMINADORA**

Prof. Dr. Sergio de Iudícibus

Instituição: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC-SP

Prof. Dr. Roberto Fernandes dos Santos

Instituição: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC-SP

Prof. Dr. Anísio Cândido Pereira

Instituição: FECAP - Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado

## **DEDICATÓRIA**

*Dedico esta evolução para minha esposa Marise Adriane, minha filha Anne Caroline e meu filho Arthur.*

## **AGRADECIMENTOS**

À minha esposa, minha filha e meu filho, pela compreensão da ausência em muitos momentos.

À minha querida mãe, Maria Evelina, pelo exemplo de vida e valores.

Ao Prof. Dr. Sérgio de Iudícibus por ter compartilhado de sua sabedoria.

Ao Prof. Dr. Roberto Fernandes dos Santos e ao Prof. Dr. Anísio Cândido Pereira pelas valiosas contribuições.

Aos contadores e profissionais da contabilidade e controladoria do setor elétrico com os quais sempre tenho aprendido muito sobre este importante setor.

À Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e profissionais da Agência com os quais sempre tive oportunidade de elevar o nível de conhecimento do funcionamento do setor elétrico e pela importante missão possui na sociedade.

Ao amigo Mario Shinzato por ter recomendado e incentivado a realização deste mestrado.

Ao amigo Antônio Ganim, pelas valiosas contribuições com seu profundo conhecimento do setor elétrico.

À PUC pela oportunidade de realizar este mestrado.

## **RESUMO**

No encerramento das demonstrações contábeis societárias de 31 de dezembro de 2010, a contabilidade societária no Brasil completou a maior transformação de sua história pelo processo de harmonização para as normas internacionais de contabilidade. Esse processo gerou diferenças de práticas em relação às aceitas pela legislação tributária e pelo ambiente de regulação de setores econômicos. O setor de distribuição de energia elétrica, por ser de prestação de serviço público, é regulado pelo Poder Concedente. Dois dos principais meios de regulação e fiscalização usados pelo Poder Concedente são: i) determinar a tarifa prática e que por meio deste mecanismo há o controle de níveis de receita e custos; e ii) determinar práticas contábeis por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Os contratos de concessão são padronizados, com características econômicas e financeiras semelhantes e que, por consequência, gerando eventos contábeis semelhantes. Esse trabalho tem como objetivo analisar as diferenças de práticas contábeis entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias. Para o alcance deste objetivo foi feita uma revisão conceitual sobre as práticas contábeis societárias e regulatórias, incluindo as características econômicas e financeiras dos principais eventos de diferenças de práticas contábeis. Conclui-se por das análises dos balanços societários e regulatórios de 31 de dezembro de 2011, que apesar das práticas contábeis societárias e regulatórias estarem formalizadas e com aplicação obrigatória nos balanços da referida data-base, observou-se que há divergências de aplicação ou falta de aplicação de práticas contábeis requeridas na contabilidade regulatória. Com isso, observa-se que se montra positiva a intenção de preparar e divulgar as demonstrações contábeis regulatórias que conciliem com as práticas contábeis. Entretanto, mas que ainda está em estágio que requer um detalhamento e complemento das informações nas demonstrações contábeis regulatórias, bem como, que ocorra a completa adoção das práticas contábeis regulatórias por todas as distribuidoras de energia elétrica.

Palavras-chave: Ativos e Passivos Regulatórios. Reavaliação Compulsória. Regulação. ICPC 01. OCPC 05. Contabilidade Regulatória.

## **ABSTRACT**

At the close of the financial statements at December 31, 2010, corporate accounting practices in Brazil underwent the largest transformation in their history, in aligning with international accounting standards. This process generated differences in accounting practices between those accepted under tax legislation and those accepted under economic sector regulatory environments. The electric power distribution sector, in providing a public service, is regulated by a Granting Authority. The two main methods of regulation and inspection used by the Granting Authority are: i) to establish tariff practices so that through this mechanism there is control over levels of revenue and costs; and ii) to establish accounting practices through the Electrical Sector Accounting Manual. Concession agreements are standardized with similar economic and financial characteristics, which in turn, generate similar accounting events. This work is intended to analyze the differences in accounting practices between corporate financial statements and regulatory financial statements. To achieve this objective a conceptual review of the corporate and regulatory accounting practices was performed, including the economic and financial characteristics of the main examples of these differences in accounting practices. It was concluded through analysis of corporate and regulatory balance sheets at December 31, 2011, that despite the fact that corporate and regulatory accounting practices are formalized and mandatory for the balance sheet at that base date, there were inconsistencies, or a lack of application, of the accounting practices required under regulatory accounting. Accordingly, while it is evidently a positive notion to prepare and disclose regulatory financial statements that reconcile with accounting practices, at this stage this requires more detail and supplementary information in regulatory financial statements, as well as the complete adoption of regulatory accounting practices by all electric power distributors.

Key-words: Regulatory Assets and Liabilities. Mandatory Revaluation. Regulation. ICPC 01. OCPC 05. Regulatory Accounting.

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro – 1	Horários de tarifas .....	24
Quadro – 2	Componentes das tarifas de consumo de energia elétrica industrial – Brasil – 2011.....	33
Quadro – 3	Composição das Tarifas.....	36
Quadro – 4	As principais diferenças de práticas contábeis entre a contabilidade societária e regulatória .....	60
Quadro – 5	Distribuidoras de Energia Elétrica de Capital Aberto .....	87
Quadro – 6	Distribuidoras de Energia Elétrica de Capital Aberto que não estão sendo objeto de análises .....	88

## **LISTA DE GRÁFICOS**

Gráfico – 1	Composição da tarifa do setor elétrico - Brasil – 2011 - %.....	31
Gráfico – 2	Destinação dos tributos e encargos.....	32

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela1 – 2	Comparativo dos Ativos Totais das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011.....	82
Tabela1 – 3	Comparativo dos Patrimônios Líquidos das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011.....	86
Tabela1 – 4	Comparativo dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias .....	87
Tabela1 – 5	Comparativo dos Todas de Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias.....	89
Tabela1 – 6	Reconciliação dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias .....	90
Tabela1 – 7	Análise dos resultados líquidos do ano de 2011 em relação ao patrimônio líquidos na contabilidade societária e na regulatória.....	95

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ACR - Ambiente de Contratação Regulada  
AIS - Ativo Imobilizado em Serviço  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BMP - Balancete Mensal Padronizado  
BRR - Base de Remuneração Regulatória  
CA - Custos Adicionais  
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado  
CFC – Conselho Federal de Contabilidade  
COM - Componentes Menores  
CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis  
DRE - Demonstração de Resultado do Exercício  
CVM – Comissão de Valores Mobiliários  
DCR - Demonstrações Contábeis Regulatórias  
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
FASB – *Financial Accounting Standard Board*  
FCONT - Controle Fiscal Contábil  
FIPECAFI – Fundação Instituto Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras  
IAS – *International Accounting Standard*  
IASB – *International Accounting Standard Board*  
IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil  
ICPC – Interpretação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis  
IFRIC - International Financial Reporting Interpretations Committee  
IFRS – *International Financial Reporting Standard*  
ITR - Informações Trimestrais  
MCSE – Manual de Contabilidade do Setor Elétrico  
PAC - Prestação Anual de Contas  
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

RFB - Receita Federal do Brasil

RGR - Reserva Global de Reversão

SFAS – *Statement of Financial Accounting Standards*

SFF - Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira

SIN - Sistema Interligado Nacional

VBR - Valor da Base de Remuneração

VMU - Valor de Mercado em Uso

VNR - Valor Novo de Reposição

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
1.1. Contextualização .....	16
1.2. Definição do problema .....	17
1.3. Objetivos .....	17
1.3.1. Objetivo geral .....	17
1.3.2. Objetivos específicos.....	18
1.4. Justificativa e Relevância .....	18
1.5. Metodologia.....	19
1.6. Delimitação da pesquisa .....	20
1.7. Estrutura do trabalho.....	21
<b>2. DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....</b>	<b>22</b>
2.1. Consumo de Energia Elétrica .....	22
2.2. Sistema Tarifário .....	23
2.3. Reajuste Tarifário Anual .....	26
2.4. Revisão Tarifária .....	28
2.5. Revisão Tarifária Extraordinária .....	29
2.6. Encargos .....	30
2.7. Regras da Distribuição de Energia Elétrica .....	33
2.8. Ambiente de contratação .....	34
2.9. Leilões .....	35
2.10. Composição das Tarifas .....	36
2.11. Remuneração Regulatória (BRR) .....	37
<b>3. CONTABILIDADE REGULATÓRIA .....</b>	<b>40</b>
3.1. Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica.....	40
3.2. Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.....	40
3.3. Efeitos no Setor Elétrico da Adoção das Normas Internacionais de Contabilidade pelo Brasil.....	41
3.4. Necessidade de Contabilização da Infraestrutura pelo Conceito da Base de Cálculo da Tarifa (reavaliação da infraestrutura).....	43
3.5. A necessidade da contabilidade regulatória .....	45
3.6. Reavaliação regulatória compulsória .....	54
3.7. Anulação dos efeitos da Aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão .....	54
3.8. Livros e demonstrações contábeis regulatórias .....	55
3.9. Modelos das Demonstrações Contábeis Regulatórias .....	56
3.10. Notas Conciliatórias entre as Demonstrações Contábeis Societárias e Regulatórias .....	57

3.11. Procedimentos de Auditoria Independente para as Demonstrações Contábeis Regulatórias .....	57
3.12. Central de Informações Econômico-Financeiras do Setor Elétrico – CIEFSE .....	58
3.13. Revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico .....	58
<b>4. PRÁTICAS CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS E REGULATÓRIAS .....</b>	<b>60</b>
4.1. Infraestrutura .....	60
4.1.1. Prática contábil pela contabilidade societária.....	61
4.1.1.1. Ativo Financeiro ( <i>Indenizável</i> ).....	67
4.1.1.1.1. Reconhecimento e mensuração do ativo financeiro.....	67
4.1.1.1.2. Classificação do ativo financeiro .....	68
4.1.1.1.3. Receita financeira.....	69
4.1.1.2. Ativo Intangível.....	70
4.1.1.2.1. Reconhecimento e mensuração do ativo intangível .....	70
4.1.1.2.2. Mensuração do ativo intangível no momento do reconhecimento inicial .....	72
4.1.1.2.3. Amortização do ativo intangível .....	72
4.1.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória.....	73
4.2. Ativos e passivos regulatórios .....	42
4.2.1. Prática contábil pela contabilidade societária .....	76
4.2.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória.....	80
4.3. Receita e Custo de Construção .....	82
4.3.1. Prática contábil pela contabilidade societária .....	82
4.3.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória .....	84
<b>5. ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA .....</b>	<b>85</b>
5.1. Técnica de Coleta de Dados .....	86
5.2. Exame e Padronização .....	86
5.3. Interpretação dos Dados .....	87
<b>6. ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA .....</b>	<b>89</b>
6.1. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Ativos Totais das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011.....	90
6.2. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Patrimônios Líquidos das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011.....	94
6.3. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias .....	95
6.4. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Todas de	

Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias.....	97
6.5. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Todas de Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias.....	99
6.6. Análise dos resultados líquidos de 2011 em relação aos patrimônios líquidos da contabilidade societária e da contabilidade regulatória.....	105
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>107</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>110</b>

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Contextualização

O fornecimento de serviços de utilidade pública (por exemplo, abastecimento de água, gás natural ou energia elétrica) aos consumidores é, como regra, regulamentado pelo governo. Os regulamentos variam de país para país, contudo, os órgãos de regulamentação operam, em geral, um sistema que permite à concessionária (operadora) reunir um retorno sobre o capital regulatório (capital aplicado avaliado segundo regras próprias do órgão regulador).

Os contratos de concessão de serviço passaram a ser bastante utilizados nos últimos anos como um mecanismo para a prestação de serviços públicos. Por meio desses contratos, capital normalmente privado (mas pode ser do governo também) é utilizado para fornecer importantes elementos econômico-sociais de uso público, como rodovias, pontes, túneis, unidades de detenção, hospitais, aeroportos, unidades de abastecimento de água, fornecimento de energia elétrica e redes de telecomunicações. A execução de contratos de concessão é uma prática comum para fins de construção, operação e/ou manutenção dos elementos e instalações para a prestação de serviços públicos.

O segmento de distribuição de energia elétrica se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao fornecimento de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, normalmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão.

Atualmente, de acordo com o *web site* da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ([www.ANEEL.gov.br](http://www.ANEEL.gov.br)) o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com contratos de concessão firmados.

O presente trabalho de pesquisa oferece material de análise das normas contabilidade adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica na elaboração das demonstrações contábeis societárias e regulatórias. As demonstrações contábeis societárias são as que são elaboradas de acordo com as Leis 6.404/76 e Lei 11.638/07 e suas alterações, bem como, normas editadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC. As demonstrações contábeis regulatórias são as que são elaboradas de acordo com as e normas contábeis adotadas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico editado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

As demonstrações regulatórias foram instituídas para permitir a ANEEL exercer suas funções e que demonstram diferenças com as demonstrações contábeis societárias. Os montantes de receitas, custos/despesas e resultados nos cálculos das tarifas também divergem dos que são apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias e societárias.

Com base nos dados disponíveis nas demonstrações contábeis societárias e regulatórias serão evidenciados impactos nos ativos, passivos e resultados das companhias sob análise neste estudo. A análise dos resultados obtidos e as considerações finais encerram o trabalho.

Esta dissertação conterá análises que permitirão identificar as principais diferenças contábeis entre os propósitos regulatórios e societários das demonstrações contábeis.

## 1.2. Definição do problema

As diferenças de práticas contábeis entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias podem levar a diferentes conclusões pelos interessados. Assim, a falta de entendimento mais detalhado das naturezas e dos motivos das diferenças de práticas contábeis poderá levar a decisões inadequadas pelos usuários e interessados das informações contábeis.

Desta forma, o problema desse trabalho é como identificar as principais diferenças das demonstrações contábeis societárias e das práticas contábeis das demonstrações contábeis regulatórias adotadas nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil?

## 1.3. Objetivos

### *1.3.1. Objetivo geral*

O objetivo principal desta dissertação será identificar as naturezas das principais diferenças de práticas contábeis nas demonstrações contábeis regulatórias das companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Para alcançar o objetivo pretende-se realizar revisão conceitual das diferentes naturezas das diferenças de práticas contábeis societárias e regulatórias pelas distribuidoras de

energia elétrica e analisar conceitualmente as normas contábeis relativas às diferenças de práticas contábeis.

Neste estudo serão apresentadas discussões conceituais e normativas sobre identificação, mensuração e reconhecimento dos ativos, passivos, receitas e despesas decorrentes dos contratos de concessão no contexto de demonstrações contábeis societárias e regulatórias. Essas discussões são acompanhadas por breves ilustrações de contrato real de concessão para cada assunto, quando cabível.

### *1.3.2 Objetivos específicos*

Após definir as naturezas das diferenças de práticas contábeis, os objetivos específicos compreendem: a) analisar a aplicação dos conceitos contábeis regulatórios, especificamente quanto à aplicação consistente ou não no setor de distribuição de energia elétrica; b) identificar as diferenças de práticas contábeis das demonstrações contábeis regulatórias e demonstrações contábeis societárias quais são as diferenças, porque elas existem e se tais práticas são aplicadas de forma consistente pelas distribuidoras de energia elétrica.

Evidenciar por meio de resultados de pesquisa em demonstrações contábeis regulatórias e societárias do exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

## 1.4. Justificativa e Relevância

Nas demonstrações contábeis regulatórias há práticas contábeis que refletem conceitos regulatórios que são as bases dos cálculos das tarifas das concessionárias e que, por consequência, são fiscalizadas pela ANEEL e compreendem as bases das ações regulatórias da ANEEL. As principais diferenças residem em: 1) classificação e mensuração da infraestrutura que na contabilidade regulatória é mensurada pelo valor novo de reposição e na contabilidade societária é classificada parte no ativo financeiro e parte no ativo intangível de acordo com a ICPC 01 – Contratos de Concessão; 2) ativos e passivos regulatórios são contabilizados na contabilidade regulatória e não na contabilidade societária; 3) arrendamento mercantil financeiro na contabilidade regulatória é aceito apenas para equipamentos não

elétricos e na societária é aceito no conceito amplo.

As informações regulatórias e societárias nas demonstrações contábeis regulatórias e societárias podem, em conjunto, fornecer mais elementos significativos no processo de tomada de decisões dos usuários das informações contábeis.

A maior motivação para elaborar esta dissertação reside no fato de que existem poucos estudos sobre as diferenças entre a contabilidade regulatória e societária. O tema parece ser simples do ponto de vista teórico, mas complexo na aplicação prática. Considerando que as concessões de distribuição de energia elétrica afetam de forma significativa a sociedade, cabe à contabilidade preparar e divulgar informações relevantes e úteis para o processo de tomada de decisão, contribuir na transparência das informações que afetam a sociedade como um todo.

Este trabalho de pesquisa deixará como contribuição as análises econômicas e contábeis das demonstrações contábeis societárias e regulatórias das distribuidoras de energia elétrica, servindo como guia interpretativo para futuras contabilizações e pesquisas.

### 1.5. Metodologia

A metodologia aplicada para elaboração da dissertação é a bibliográfica, documental e pesquisa em demonstrações contábeis.

Esta pesquisa teve como principal foco reunir a base teórica nas normas de contabilidade societária e regulatória, tais como normas editadas pelo Conselho Federal de Contabilidade, demonstrações contábeis societárias e regulatórias de companhias de capital aberto e leis aprovadas por órgãos competentes, entre os quais a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No Capítulo 6 constam detalhes da metodologia aplicada.

## 1.6. Delimitação da pesquisa

Nesta pesquisa as análises estão sendo apresentadas para o contexto das demonstrações contábeis societárias e regulatórias das distribuidoras de energia elétrica no Brasil e não se pretende, neste momento, traçar análises em relação ao contexto da contabilidade para fins tributários e também não abordam questões do contexto do mecanismo de tarifa.

As análises foram pautadas nas informações disponíveis das demonstrações contábeis regulatórias do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, uma vez que tais demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas pela primeira vez pelas distribuidoras de energia elétrica e de acordo com modelo simplificado proposto pela ANEEL.

Diante do processo de revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE em andamento na ANEEL, buscando a harmonização, onde aplicável, com as normas da contabilidade societária e definição de novo padrão de demonstrações contábeis regulatórias, inclusive com a pretensão de que sejam auditadas por auditores independentes, é objetivo da ANEEL de que sejam preparadas e divulgadas demonstrações contábeis regulatórias completas e com maior volume de detalhes sobre as práticas contábeis regulatórias adotadas e conciliações com as informações contábeis das demonstrações contábeis societárias.

Com isto, num eventual estudo futuro sobre este tema, potencialmente outras aspectos podem ser explorados e contribuir para entendimento ainda mais amplo das relações entre as práticas contábeis das demonstrações contábeis regulatórias e societárias.

Em setembro de 2012, houve a edição de Medida Provisória 579 e do Decreto 7.805 que introduziram importantes alterações no setor elétrico brasileiro e que, em primeiro plano, afetam diretamente as concessões com prazo de vencimento entre 2015 e 2017. Os efeitos contábeis destas alterações no marco regulatório do setor elétrico serão conhecidos nas demonstrações contábeis do fechamento do exercício de 2012, assim, em eventual trabalho futuro sobre o tema desta dissertação poderá apresentar os efeitos destas alterações.

### 1.7. Estrutura do trabalho

A dissertação se inicia com a Introdução, na qual se apresentam: a Contextualização, Definição do problema, objetivos (geral e específicos), justificativa e relevância e delimitação da pesquisa, bem como, como o texto está organizado.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura sobre o ambiente regulatório das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com destaque aos aspectos de: consumo de energia, sistema tarifário, reajuste tarifário, revisão tarifária ordinária e extraordinária, encargos, regras da distribuição, ambiente de contratação, leilões de energia, composição das tarifas e base de remuneração.

O Capítulo 3 apresenta a evolução de necessidades de informações contábeis pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, motivações para a criação de contabilidade regulatória para atendimento das funções regulatórias e principais diferenças em relação à contabilidade societária.

No Capítulo 4 são apresentadas as práticas contábeis societárias e regulatórias das principais diferenças entre estas duas contabilidades: infraestrutura, ativos e passivos regulatórios e receita e custo de construção.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia aplicada nesta dissertação, cobrindo conceitos de metodologia, amostragem e coleta de informações.

O Capítulo 6 mostra as análises e resultados da pesquisa, compreendendo: a) Comparativo dos Ativos Totais das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011; b) Comparativo dos Patrimônios Líquidos das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011; c) Comparativo dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias; d) Comparativo dos Totais de Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias; e e) Reconciliação dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias.

Após os seis capítulos, apresenta-se a conclusão com as considerações finais do presente trabalho com o levantamento dos principais fatores que afetaram a elaboração das primeiras demonstrações contábeis regulatórias pelas companhias pesquisadas.

Seguem-se as questões para trabalhos futuros, as limitações do estudo, bem como, as referências bibliográficas.

## 2. DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A atividade de distribuição é caracterizada como a atividade do setor elétrico dedicada à entrega de energia elétrica para o usuário final. De forma geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como sendo o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, normalmente, em tensões inferiores a 230 kV, seja em baixa tensão, média tensão ou alta tensão:

- a) Alta tensão: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL;
- b) Média tensão: Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV;
- c) Baixa tensão: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

O mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil é atendido por 63 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem o território nacional. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas.

### 2.1. Consumo de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica possui uma grande correlação com o nível de atividade econômica do Brasil. Os indicadores macroeconômicos, setoriais e autoprodução auxiliam na determinação do nível de consumo de energia, que por sua vez, impactam no comportamento de outras variáveis setoriais.

O nível de consumo de energia no setor residencial, em geral, depende de variáveis demográficas e de variáveis relativas à renda. Já o setor industrial se relaciona com os movimentos da economia nacional e global por conta dos segmentos exportadores. A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia que, dessa forma, não compromete o investimento na expansão do parque de geração do setor elétrico brasileiro.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre 2011 e 2020, a demanda de energia elétrica deve subir 4,8% ao ano.

## 2.2. Sistema Tarifário

Até meados da década de 1990, as tarifas eram determinadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e embora o governo tenha de fato tentado impor taxas reais de reajuste repetidas vezes aos consumidores, tal movimento foi frustrado pela ameaça hiperinflacionária, o que, somado à limitação do crescimento econômico pela crise da dívida externa, adiou os investimentos em expansão de capacidade.

Conforme Ganim (2009 – p. 160):

Até fevereiro de 1993, vigorou o regime de remuneração garantida com base no custo do serviço prestado, conforme definido no Decreto nº 41.019/1957 e na Lei nº 5.655, de 20.05.1971 que elevou a taxa interna de retorno de 10% para 12%, garantindo assim uma taxa de retorno mínima de 10%.

Com o projeto de reestruturação do setor elétrico - RE-SEB (abertura à iniciativa privada e instalação de ambiente competitivo), em 1996, separou-se as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica que até então eram verticalizadas, visando atingir, de forma gradual, a competição no setor. Durante a fase de transição deveriam ser substituídos os contratos de suprimento por contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos iniciais de compra e venda de energia.

Com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 26/12/1996, já a partir de 1997 a fixação dos valores das tarifas e os parâmetros para sua revisão passaram a ser de responsabilidade da Agência.

As tarifas aplicadas aos contratos iniciais celebrados entre os concessionários de energia elétrica foram fixadas pela ANEEL em 1999 e, com isso, os reajustes anuais para as tarifas vinculadas ao montante de energia, além da demanda de potência entre os concessionários do sistema, passaram a necessitar de homologação pela Agência.

Com isso, as tarifas de suprimento de energia e de transporte de potência de Itaipu (que haviam tido seu último reajuste em abril/97) foram segregadas com base em resoluções da ANEEL (de 1999), que estabeleciam as receitas anuais permitidas vinculadas às

instalações de transmissão e as tarifas de venda da geração diferenciadas por concessionária suprida.

A Resolução nº 456/2000 definiu horários de tarifas cobradas diferentemente:

<b>Horário de ponta</b>	Período definido pela concessionária e composto por 3 horas diárias consecutivas, exceto os sábados, domingos e feriados nacionais, levando em conta as características do sistema elétrico.
<b>Horário fora de ponta</b>	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
<b>Período úmido</b>	Período de 5 meses consecutivos, envolvendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano posterior.
<b>Período seco</b>	Período de 7 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Quadro 1 - Horários de tarifas

Fonte: LAFIS – Relatório Setorial – Novembro de 2011 (p. 49).

De acordo com a Resolução 456/2000, a tarifa azul (modalidade tarifária estruturada em diferentes demandas e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e períodos do ano) é definida com demanda de potência (kW) de um valor para horário de ponta e um valor para horário fora de ponta. O consumo de energia (kwh) é determinado por um valor para horário de ponta em um período úmido, um valor para horário fora de ponta em período úmido, para horário de ponta em período seco e para horário fora de ponta em período seco.

A tarifa verde modalidade tarifária estruturada para aplicação de um valor único de demanda de potência e diferentes valores de consumo de energia de acordo com horas de utilização e períodos do ano. O consumo de energia (kWh) é calculado por um valor para horário de ponta em um período úmido, um valor para horário fora de ponta em período úmido, para horário de ponta em período seco e para horário fora de ponta em período seco.

O Decreto nº 4.562/2002 estabeleceu que os consumidores do “Grupo A” (Grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 KV ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição, e faturadas com a estrutura tarifária binômia) devem possuir contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica.

O Decreto nº 4.562/2002 alterado pelo Decreto nº 4.667/2003, determinou: a abertura das parcelas que compõem a tarifa de fornecimento de energia elétrica para efeito de informação ao consumidor final e o realinhamento da tarifa de fornecimento para eliminação gradual do subsídio cruzado entre classes de consumidores.

Com a aprovação da nova Lei do Setor Elétrico (a partir de 2003), a formação das tarifas de suprimento de energia foi novamente modificada. Passaram a existir dois ambientes de contratação, um regulado e outro livre. No primeiro (regulado), no entanto, as compras de energia por parte das distribuidoras ocorrem sempre através de leilão (empresas geradoras vendem a sua energia elétrica em ‘pool’), pelo critério de menor tarifa (modicidade tarifária), em contratos de longo prazo. O consumidor cativo absorve incertezas, erros e acertos do planejamento centralizado de governo e da distribuidora, também participa do rateio dos custos da diferença entre geração programada e realizada (ESS), o que significa que está exposto aos riscos, sem ter como gerenciá-los: no ambiente livre (compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados), por sua vez, os agentes negociam seus contratos de suprimento complementar, disponibilizando a energia não leiloada no ambiente regulado.

Em 2010, para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propôs a avaliação de investimentos que proporcionam desenvolvimento, a partir da base de remuneração blindada no segundo ciclo. O cálculo prevê corte das baixas de ativos na base de remuneração blindada no ciclo anterior e a atualização dos bens da remuneração blindada pelo IGP-M. De acordo com a ANEEL, esta escolha é a que melhor atende as metas da revisão tarifária. O ajuste do cálculo da base de remuneração regulatória está na audiência pública na ANEEL (040/2010).

Segundo o documento, a Agência sugere oito pontos de melhoria para a base de remuneração, como por exemplo, a avaliação dos investimentos feitos após a base blindada. Na Nota Técnica 268/2010, a base de remuneração deve ser reavaliada, o procedimento deve ocorrer em períodos alternados de revisão e a metodologia de avaliação do que foi investido após a base blindada, o que torna possível repassar aos consumidores os benefícios de avanços tecnológicos e da alteração de preços.

A base de remuneração regulatória (A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens: I – Ativo imobilizado em serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado) conforme caso específico); II – Almoxarifado de operação; III – Ativo diferido; e IV – Obrigações especiais) será composta por: ativo imobilizado em serviço (AIS), avaliado e depreciado/amortizado; almoxarifado de operação; ativo diferido e obrigações especiais. Na base, serão consideradas as contas de ativos das distribuidoras; os intangíveis; terrenos; reservatórios, barragens e adutoras; edificações, obras civis e benfeitorias; máquinas e equipamentos; veículos; móveis e utensílios.

O Banco de Preços referencial será incluso no cálculo da base de remuneração (ainda não homologado pela ANEEL), no qual supõe o desenvolvimento de um software que será utilizado na valoração da base de remuneração e com previsão de término de um ano. No tempo em que não tiver vigorando, o banco de preços referencial será trocado pelo banco de preços das distribuidoras para o cálculo da base de remuneração.

Ainda foi exposto que a data base para a determinação da base de remuneração deverá ser dos seis meses anteriores à data da revisão tarifária das distribuidoras, sem acréscimos pós-laudo até a revisão. Ademais, ANEEL sugeriu o não reconhecimento tarifário do capital de giro para fins da revisão tarifária e a dedução dos saldos dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR. A Reserva Global de Reversão é um encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica).

Na tarifa paga pelo consumidor estão embutidos custos de geração de energia + custo de transporte de energia até a residência através dos fios (transmissão e distribuição) + encargos e tributos. A tarifa é um dos itens que mais suscita debates sobre a questão energética no Brasil. Isto porque a fórmula de reajuste, montada para atrair as concessionárias na privatização, acabou gerando uma armadilha perigosa à estabilidade dos preços. Os reajustes periódicos alimentam o IGP-M que, por sua vez, é utilizado para indexar o aumento das tarifas, gerando um círculo vicioso. Após a introdução do atual marco regulatório, vale lembrar, todos os novos contratos entre geradoras e distribuidoras passaram a considerar o IPCA como índice de correção.

### 2.3. Reajuste Tarifário Anual

De acordo com a ANEEL, o mecanismo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária. A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a “Parcela A”, representada pelos custos não gerenciáveis da empresa (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a “Parcela B”, que agrupa os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital).

A “Parcela A” refere-se aos custos não gerenciáveis, os quais a sua “aquisição” independem do controle da empresa. Basicamente, os custos dessa parcela estão relacionados à compra de energia, à transmissão e aos encargos setoriais.

A “Parcela B” diz respeito aos custos gerenciáveis, ou seja, são aqueles administráveis pelas empresas. Essencialmente, está representada pelos custos operacionais, pela cota de depreciação e pela remuneração do investimento.

O Reajuste Anual é calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário sobre as tarifas homologadas na data de referência anterior.

Os reajustes anuais das tarifas de fornecimento são calculados, atualmente, com base na seguinte fórmula:

$$\text{IRT} = (\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 * (\text{IGPM} + \text{X})) / \text{RA}_0$$

onde:

**IRT:** índice de reajuste tarifário;

**VPA:** custos não gerenciáveis (Conta Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC; Quota da Reserva Global de Reversão - RGR; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH; Energia Comprada para Revenda Convencional e de Itaipu; Encargos pelo Uso da Rede Básica; Transporte de Itaipu e Encargos de Conexão do Sistema);

**VPB:** custos gerenciáveis (Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outras Despesas e Remuneração);

**IGPM:** índice geral de preços de mercado;

**X:** fator de indução à melhoria da eficiência econômica das atividades monopolistas;

**RA:** receita anual da concessionária; índice 1: ano em que a tarifa será aplicada; índice 0: ano imediatamente anterior.

## 2.4. Revisão Tarifária

A revisão tarifária, normalmente aplicada a cada 4 anos, está prevista nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica para reunir o equilíbrio das tarifas com base na remuneração dos investimentos das empresas voltados para a prestação dos serviços de distribuição e a cobertura de despesas efetivamente reconhecidas pela ANEEL. Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados. É realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do “Fator X”. Pelos contratos, normalmente é aplicada a cada quatro anos.

De acordo com Ganim (2009, p. 179) as tarifas são assim estabelecidas:

As tarifas são estabelecidas no momento da assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em indexador previsto nos contratos por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos. Ao final desse período se procede à revisão tarifária. Esse intervalo no qual as tarifas permanecem fixas proporciona à concessionária a oportunidade para aumentar seus benefícios mediante redução de custos e ganhos de eficiência.

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

Sobre o processo de revisão tarifária periódica, assim escreveu Ganim (2009, p. 163):

Desde o ano de 2002, quando foi dado início ao primeiro ciclo de revisão tarifária, a ANEEL, por meio da Resolução nº 493, de 03.09.2002, vem praticando a metodologia denominada de “empresa de referência” para fins de revisão tarifária ordinária bem como a adoção de uma base de remuneração composta pelo almojarifado, capital de giro, ativo imobilizado em serviço pelo seu valor novo de reposição, e ativo diferido. Essa metodologia foi aprimorada para o segundo ciclo de revisão tarifária, por meio da Resolução ANEEL nº 234, de 31.10.2006. Ainda em 2008, a ANEEL colocou em Audiência Pública proposta de aprimoramento à empresa de referência, tendo sido finalizada com a emissão da Nota Técnica nº 294/2008-SER/ANEEL, de 25.09.2008, o que fez com que as revisões do segundo ciclo fossem provisórias no que se refere a empresas de referência. As alterações foram introduzidas na Resolução Normativa nº 234/2006, por meio da Resolução Normativa nº 338, de 25.11.2008, que serão aplicadas a todas concessionárias que já passaram pelo segundo ciclo de revisão tarifária, quando do próximo reajuste tarifário.

O custo médio ponderado do capital, conhecido pela sigla WACC e que indica a taxa de retorno da concessão, chegava a 11,25% no primeiro ciclo. No segundo ciclo de revisão tarifária, entre 2007 e 2010, essa taxa caiu para 9,95%. Ao apresentar as regras do terceiro ciclo, a ANEEL sugeriu um índice de retorno regulatório de 7,57%. Segundo a metodologia anterior, as distribuidoras que conseguissem capturar ganhos ao longo de um ciclo somente teriam de dividir isso com o consumidor quando houvesse uma nova revisão. Com a nova metodologia, o intuito é que, todos os anos, uma parte deste ganho seja revertida para a modicidade tarifária.

Sobre o processo de definição da tarifa, Ganim (2009, p. 164) escreveu:

Atualmente a tarifa de uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica é composta pela Parcada A (VPA) que representa os custos não gerenciáveis pela concessionária, e pela Parcada B (VPB) que corresponde aos custos gerenciáveis que dependem essencialmente das decisões da concessionária. Na Parcada “B” também estão incluídos a depreciação e a remuneração.

Em toda revisão tarifária a ANEEL deverá preservar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

Desde outubro de 2011 estão sendo publicadas as regras definitivas do terceiro ciclo de revisão tarifária. Após a publicação, as empresas devem apresentar suas propostas de revisão, que em seguida irão para audiência pública. Todo o processo dura em torno de três meses e tem efeito retroativo a partir da data de revisão tarifária de cada empresa.

## 2.5. Revisão Tarifária Extraordinária

A ANEEL, além dos reajustes anuais e das revisões periódicas, também pode realizar a Revisão Tarifária Extraordinária a qualquer momento, a pedido da distribuidora, quando algum evento provocar significativo desequilíbrio econômico-financeiro. Também pode ser solicitada em casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, após a assinatura dos contratos de concessão, e desde que o impacto sobre as atividades das empresas seja devidamente comprovado.

## 2.6. Encargos

Os clientes livres acabam por pagar todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores.

Alguns encargos setoriais, por serem de responsabilidade de empresas geradoras, já estão inclusos nos preços de venda da energia elétrica por estes. Isto é, RGR (Reserva Global de Reversão de geradores), Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos, taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica de geradores, Contribuição para Desenvolvimento Tecnológico por geradores.

Alguns encargos são por conta de transmissoras, distribuidoras e consumidores. A cobrança destes pode ocorrer:

- a. Por meio de TUST (Tarifas de uso do Sistema de Transmissão);
- b. Por meio de TUSD (Tarifas de uso do Sistema de Distribuição);
- c. Na liquidação das transações no mercado de curto prazo da CCEE.

Estes encargos são:

- a. Perdas não técnicas (comerciais);
- b. Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos;
- c. Quota da Reserva Global de Reversão (RGR)
- d. CCC (Conta de compensação de combustíveis fósseis);
- e. CDE (Conta de Desenvolvimento Energético);
- f. PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica)
- g. TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica)
- h. Contribuição para Desenvolvimento tecnológico;
- i. Outros encargos decorrentes do racionamento, genericamente denominados pela ANEEL de RTE (Recomposição Tarifária Extraordinária).

Além dos subsídios cruzados, existem outros, pagos pelos consumidores:

- a. Subsídios para consumidores dos sistemas isolados (CCC dos sistemas isolados);
- b. Subsídios para a geração a carvão (CDE);
- c. Subsídios para a geração com fontes alternativas (PROINFA e CDE);
- d. Subsídios para transporte do gás natural (CDE);

- e. Subsídios para consumidores de baixa renda (CDE);
- f. Subsídios para a universalização (CDE);
- g. Subsídios para transporte de energia de PCHs, eólicas e outras;
- h. Subsídios para as regiões Norte e Nordeste.

Ademais, o consumidor final é onerado com:

- a. ICMS sobre a energia elétrica;
- b. PIS e CONFINS.

Na composição das tarifas de energia elétrica, em média os tributos, encargos setoriais (custos não gerenciáveis) e sociais compreendem aproximadamente 40% como se pode observar no estudo de apresentação do Instituto Acende Brasil:

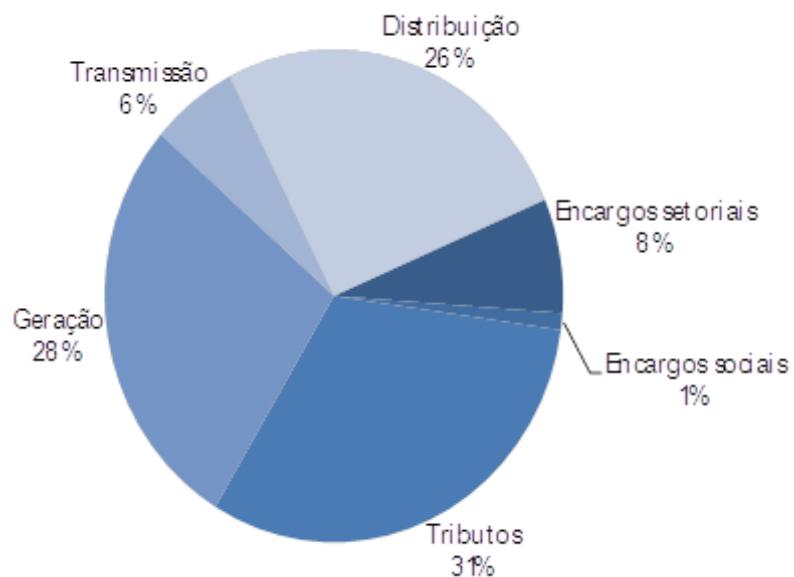


Gráfico 1 - Composição da tarifa do setor elétrico – 2011 - %

Fonte: LAFIS – Relatório Setorial – Novembro de 2011 (página 52).

Da composição da tarifa do setor elétrico, a parcela de tributos e encargos setoriais e sociais tem a seguinte destinação:

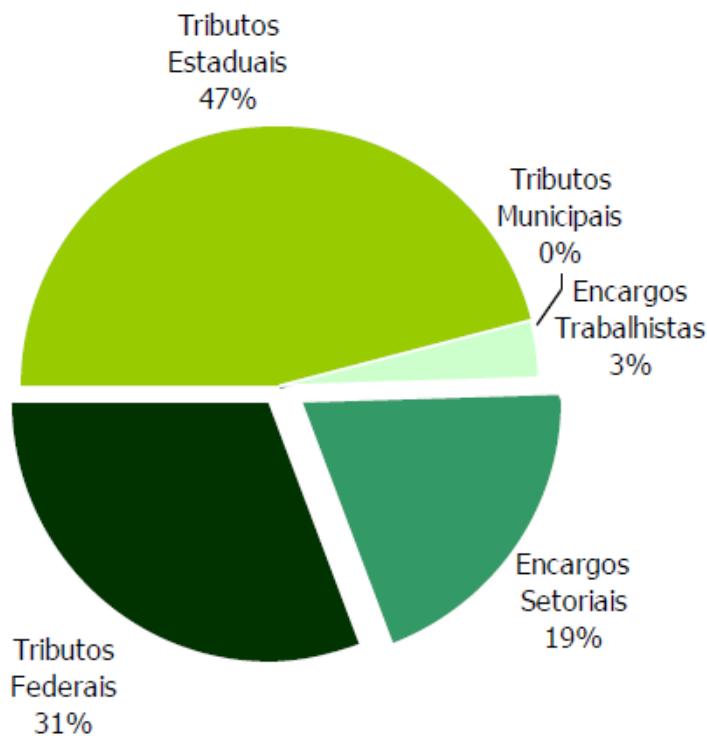


Gráfico 2 – Destinação dos tributos e encargos

Fonte: Evolução das Tarifas e dos Tributos e Encargos – Instituto Acende Brasil ([http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/apresentacao/instituto\\_acende\\_brasil\\_ap025\\_2012.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/apresentacao/instituto_acende_brasil_ap025_2012.pdf))

Em 2010, a tarifa média total de fornecimento (paga pelo consumidor/cobrada pela distribuidora) situou-se em R\$ 267,02/MWh. A tarifa efetiva, contudo, varia conforme a empresa, o tipo de consumidor (“classe”) e a tensão do fornecimento (“grupo/subgrupo”). Quando a observação é feita por segmentos, temos que o segmento industrial ocorreu a maior taxa média anual de reajuste (+4,2% a.a.), seguida pelo segmento comercial (+1,5% a.a.) e residencial (+0,3% a.a.).

Para a indústria, existem três modalidades principais de fornecimento: firme convencional, firme horossazonal e interruptível. O regime firme convencional é de tarifas constantes, similar ao dos consumidores não-industriais e, normalmente, só aplicado a indústrias de pequeno porte. No regime firme horossazonal a tarifa varia conforme a hora do dia e a estação do ano: no período úmido (dezembro a abril), quando há maior disponibilidade de energia hidrelétrica, as tarifas são entre 10% e 15% inferiores às do período seco (maio a

novembro). Este regime representa 77% do consumo na classe industrial. O regime interruptível aplica-se a excedentes eventuais de energia, sem garantia de fornecimento, que também podem ser adquiridos pelas distribuidoras privadas de eletricidade. A disponibilidade depende da estação do ano e do consumo de energia firme, reduzindo-se, portanto, com a estação seca e com o aquecimento da economia.

Cada classe de consumidores (residencial, comercial, industrial, poder público e outros), o peso de encargos varia, assim, a seguir demonstra-se a composição da tarifa da classe de consumo industrial:

Item	Tarifas de consumo		
	R\$/MWh	%	
Custos de Geração, Transmissão e Distribuição (custos de GTD)	165,5	50,3	Custos ligados a questões operacionais: 51,4% da tarifa
Perdas técnicas e não técnicas	3,6	1,1	
Encargos setoriais	56,4	17,1	Custos ligados à arrecadação do Estado:
Tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS)	106,5	31,5	48,6% da tarifa
<b>TOTAL</b>	<b>329</b>	<b>100</b>	

Quadro 2 - Componentes das tarifas de consumo de energia elétrica industrial – Brasil – 2011  
Fonte: LAFIS – Relatório Setorial – Novembro de 2011 (página 54).

## 2.7. Regras da Distribuição de Energia Elétrica

As distribuidoras devem garantir o atendimento à totalidade do seu mercado, mediante contratação regulada (necessitam contratar 100% de sua demanda);

No caso dos leilões de energia velha, as distribuidoras só poderão adquirir carga que represente no máximo 105% de reposição dos contratos que estejam vencendo;

Existem possibilidades de redução da carga contratada (dos CCEAR): compensação pela saída de consumidores livres; redução, pela distribuidora, de até 4% do montante contratado; e adaptação às regras estipuladas nos contratos de geração fechados até 11/12/2003;

À tarifa será repassada um valor único, o Valor Anual de Referência (VR), para compensar a aquisição de energia nova pelas distribuidoras (o VR é uma média ponderada dos custos de compra em A-5 e A-3), calculado pelo conjunto de distribuidoras. O VR limita

o repasse dos custos de compra nos leilões de ajuste (usado quando a distribuidora erra a previsão de demanda no planejamento de longo prazo) e de geração distribuída. Esta, pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga (quando a contratação em A-3 exceder 2% da demanda, o direito de repasse será limitado dentre os custos de contratação relativos a A-5 e A-3);

As distribuidoras suspenderão o atendimento aos usuários inadimplentes em mais de uma fatura mensal em um período de 12 meses (exceto os de baixa renda);

A inadimplência das distribuidoras em relação aos encargos do setor (RGR - Reserva Global de Reversão, PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e outros) implicará na impossibilidade de revisão e reajuste de tarifas;

As distribuidoras não poderão desenvolver atividades de geração e de transmissão de energia elétrica.

## 2.8. Ambiente de contratação

O novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A contratação no ACR se dá através de contratos bilaterais regulados denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) – são estabelecidos entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

No ACL, a comercialização é dada pela livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, em que os acordos de compra e venda de energia são por meio de contratos bilaterais.

Os agentes de geração podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo deste segmento e as duas formas de contratos são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

## 2.9. Leilões

Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) através de licitação na modalidade de leilões, devem atendem totalmente o seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de acordo com o artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

É de responsabilidade da ANEEL, a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

A menor tarifa (estabelecida pelo inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizada para estabelecer os vencedores de um leilão, que serão aqueles que oferecem energia elétrica pelo menor preço por Megawatt hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras.

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) são estabelecidos entre os vencedores e as distribuidoras que denotam a necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Sendo “A” o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões é assim determinado:

- No 5º ano anterior ao ano “A” (“A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
  
- No 3º ano anterior ao ano “A” (“A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;
  
- No ano anterior ao ano “A” (“A” - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.

Ademais, poderão ser promovidos Leilões de Ajuste (previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004) que busca complementar a carga de energia necessária ao

atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição - até o limite de 1% dessa carga.

## 2.10. Composição das Tarifas

A receita/tarifa das concessionárias de distribuição compõe-se de duas parcelas, conforme quadro abaixo:

<b>PARCELA A (Custos Não-Gerenciáveis)</b>	<b>PARCELA B (Custos Gerenciáveis)</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>Despesas de Operação e Manutenção</b>
Quotas da RGR	Pessoal
Quotas da CCC	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de Custos do PROINFA	Despesas gerais
CDE	<b>Despesas de Capital</b>
<b>Encargos de Transmissão</b>	Depreciação
Uso das instalações da Rede Básica de Transmissão	Remuneração do capital
Usos das instalações de conexão	<b>Outros</b>
Uso das instalações de distribuição	Pesquisa e Desenvolvimento
Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu	Pesquisa em eficiência energética
Orçamento do ONS.	PIS/Cofins
<b>Compra de Energia Elétrica para Revenda</b>	
Contratos Iniciais (mercado regulado)	
Energia de Itaipu (mercado regulado)	
Contratos realizados em leilões (mercado regulado)	
Contratos bilaterais (mercado livre)	

Fonte: Brasil Energia

Quadro 3 - Composição das Tarifas

Fonte: ANEEL – Cadernos Temáticos – Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica (Caderno 4, página 16)

A parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis, os quais a sua "aquisição" independe do controle da empresa. Basicamente, os custos dessa parcela estão relacionados à compra de energia, à transmissão e aos encargos setoriais.

A parcela B diz respeito aos custos gerenciáveis, ou seja, são aqueles administráveis pelas empresas.

Essencialmente, está representada pelos custos operacionais, pela cota de depreciação e pela remuneração do investimento.

Entre os custos não gerenciáveis está a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), cuja arrecadação é usada para subsidiar os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel e óleo combustível) para a geração termelétrica no Sistema Interligado e, sobretudo, no Sistema Isolado da região Norte do Brasil. A conta é rateada entre todos os consumidores de eletricidade do país e atingiu cerca de R\$ 3,52 bilhões em 2008, 22,7% acima do valor de 2007.

O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a conta é repassado aos consumidores, por meio das tarifas. Considerando-se um número de 62,91 milhões de unidades consumidoras, temos que a CCC, em 2008, encareceu, na média, em R\$ 55,95 anuais cada conta do sistema, ou R\$ 1,87 mensais por conta faturada.

O repasse ao consumidor é sempre consumado por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas, em que se verifica o equilíbrio-financeiro das mesmas. A CCC do sistema Interligado terminou em 31/12/2005, enquanto a CCC do sistema Isolado da região Norte, estava prevista para acabar somente em 2013.

Em 29 de julho de 2009, entrou em vigor a medida provisória 466 que visa compensar a perda de arrecadação com o ICMS gerado pela compra dos combustíveis para as termelétricas dos Sistemas Isolados do Norte, que agora passarão a integrar o SIN. Através dessa MP, a CCC compensaria essa perda de arrecadação, porém ainda não se sabe ao certo o quanto isso impactará na conta do consumidor.

## 2.11. Remuneração Regulatória (BRR)

De acordo com Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, aprovado pela Resolução Normativa nº 457/2011, de 08/11/2011, a de Remuneração Regulatória (BRR) é composta da seguinte forma:

3. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

- I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico);
- II – Almoxarifado de operação;
- III – Ativo diferido; e
- IV – Obrigações especiais.

4. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária:

- I – intangíveis;
- II – terrenos;

- III – reservatórios, barragens e adutoras;
- IV – edificações, obras civis e benfeitorias;
- V – máquinas e equipamentos;
- VI – veículos; e
- VII – móveis e utensílios.

Ainda de acordo com o mencionado Módulo 2, o método de avaliação obedece aos seguintes critérios:

18. Utiliza-se na realização da avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica, o Método do Custo de Reposição e o Método do Custo Histórico Corrigido, conforme definido neste Submódulo.
19. O Método do Custo de Reposição estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.
20. O Método do Custo Histórico Corrigido estabelece que os ativos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo índice IPCA.

De acordo com o disposto no item 21 do Módulo 2, para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

**Valor Novo de Reposição (VNR):** Refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil atualizado.

**Valor de Mercado em Uso (VMU):** É definido como o Valor Novo de Reposição - VNR deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua imobilização.

**Valor da Base de Remuneração (VBR):** É definido pela multiplicação do Índice de Aproveitamento pelo Valor de Mercado em Uso. O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

Para a determinação do Valor Novo de Reposição – VNR, no item 36 do Módulo 2 ficou estabelecido:

36. A avaliação patrimonial não representa o valor de mercado, mas sim um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e depreciação sobre os custos de reposição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação (contemplados os gastos com instalações e outros custos adicionais e expurgados os gastos com impostos recuperáveis – ICMS; já os impostos não recuperáveis são considerados na formação de custos).

Neste capítulo da dissertação foram apresentados conceitos importantes que compreendem a base para a existência de diferenças de práticas contábeis regulatórias em relação às práticas contábeis societárias. Entre os conceitos apresentados neste capítulo, destacam-se: a) valor novo de reposição, que adiante será explorado em mais detalhes como

sendo o mecanismo de mensuração da infraestrutura para fins da contabilidade regulatória; e b) componentes da Parcela A, que compreendem a base da apuração de montantes que são registrados ativos e passivos regulatórios na contabilidade regulatória e que não são registrados na contabilidade societária.

### **3. CONTABILIDADE REGULATÓRIA**

#### **3.1. Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica**

De acordo com histórico relatado no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica:

a primeira apresentação estruturada de um Plano de Contas do setor de energia elétrica foi instituída pelo Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, sob o título "Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica", que vigorou até 31 de dezembro de 1978.

Em 29 de dezembro de 1978, por meio do Decreto nº 82.962, foi instituído o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, que consolidou procedimentos contábeis já consagrados e introduziu novos conceitos com base na legislação vigente à época. Esse Plano de Contas foi elaborado de forma didática, facilitando sua aplicação por parte das empresas do setor de energia elétrica.

Esta estrutura de plano de contas manteve-se como principal base da contabilidade do setor elétrico até a edição do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (abordado no próximo item) sendo que o referido plano de contas sofreu atualização e foi incorporado ao Manual de Contabilidade.

#### **3.2. Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica**

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que em seu artigo 33 previu a simplificação do Plano de Contas específico para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, com a segmentação das contas por tipo de atividade de geração, transmissão e distribuição.

Com o propósito de atender ao previsto no referido artigo, o Plano de Contas, resultante do processo de simplificação, foi estabelecido pela Resolução nº 001, de 24 de dezembro de 1997, da ANEEL, para entrada em vigor a partir de 1º de janeiro de 1998.

Tendo em vista as significativas modificações ocorridas no setor elétrico brasileiro, no qual várias alterações no modelo foram sendo promovidas por meio de novos textos legais e de regulamentação que contemplam, inclusive, novas situações decorrentes do processo de privatização que vinha sendo implementado pelo Governo Federal desde meados da década de 90, houve a necessidade de atualizar o Plano de Contas e, desta forma, por meio da

Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, foi instituído o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que posteriormente passou por diversas alterações por meio de Resoluções e Despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

### 3.3. Efeitos no Setor Elétrico da Adoção das Normas Internacionais de Contabilidade pelo Brasil

Em 2005, foi criado pela Resolução CFC nº 1.055/05 o Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, que tem como objetivo "o estudo, preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza, para permitir a emissão de normas pela entidade reguladora brasileira, visando à centralização e uniformização do seu processo de produção, levando sempre em conta a convergência da Contabilidade Brasileira aos padrões internacionais."

O § 5º do art. 177 da Lei nº 6.404/1976, introduzido pela Lei nº 11.638/2007, determinou que as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, para fins de elaboração das demonstrações contábeis deverão ser elaboradas em consonância com os padrões internacionais de contabilidade adotados nos principais mercados de valores mobiliários.

A inclusão do art. 10-A na Lei nº 6.385/1976, pelo art. 5º da Lei nº 11.638, acabou, indiretamente, por conferir ao CPC a emissão de normas contábeis mediante os Pronunciamentos Contábeis necessários à convergência com os pronunciamentos internacionais de contabilidade, em especial os emitidos pelo International Accounting Standards Board - IASB, através do International Financial Reporting Standards - IFRS e do International Accounting Standards - IAS, já que o CPC atendia ao disposto no novo artigo, conforme a segue:

Art. 59- A Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, passa a vigorar acrescida do seguinte art. 10-A:

Art. 10-A. A Comissão de Valores Mobiliários, o Banco Central do Brasil e demais órgãos e agências reguladoras poderão celebrar convênio com entidade que tenha por objeto o estudo e a divulgação de princípios, normas e padrões de contabilidade e de auditoria, podendo, no exercício de suas atribuições regulamentares, adotar, no todo ou em parte, os pronunciamentos e demais orientações técnicas emitidas.

Parágrafo único. A entidade referida no caput deste artigo deverá ser majoritariamente composta por contadores, dela fazendo parte, paritariamente,

representantes de entidades representativas de sociedades submetidas ao regime de elaboração de demonstrações contábeis previstas nesta Lei, de sociedades que auditam e analisam as demonstrações contábeis, do órgão federal de fiscalização do exercício da profissão contábil e de universidade ou instituto de pesquisa com reconhecida atuação na área contábil e de mercado de capitais.

A Lei nº 11.941/09, que dentre outras alterações, deu nova redação ao § 2º do art. 177, da Lei nº 6.404/76, abaixo transrito, prevê a possibilidade da instituição de uma Contabilidade Regulatória para atender às necessidades da ANEEL, ao dispor que a companhia para atender as disposições da lei tributária, ou de legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto, poderá, mediante livros auxiliares, ter uma contabilidade com métodos e critérios contábeis diferentes daqueles estabelecidos pela legislação societária, inclusive podendo elaborar demonstrações contábeis distintas daquelas para fins societários.

§2Q A companhia observará exclusivamente em livros ou registros auxiliares, sem qualquer modificação da escrituração mercantil e das demonstrações reguladas nesta Lei, as disposições da lei tributária, ou de legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto, que prescrevam, conduzam ou incentivem a utilização de métodos ou critérios contábeis diferentes ou determinem registros, lançamentos ou ajustes ou a elaborarão de outras demonstrações contábeis.

A obrigatoriedade de unificação dessas práticas com as adotadas no Brasil com as práticas contábeis internacionais, para todas as empresas a partir do exercício de 2008, gerou novas práticas contábeis para fins societários e promoveu maior distanciamento das informações regulatórias da concessão, pois eliminou o ativo imobilizado vinculado à concessão do serviço público e da forma que foi aplicado não mais representava a essência econômica do arcabouço legal regulatório tarifário, o que causou maior assimetria de informações junto ao mercado investidor e a sociedade em si.

Fundamentado no dispositivo acima mencionado e diante das especificidades do setor elétrico quanto aos aspectos já comentados anteriormente, principalmente quanto ao registro da reavaliação dos ativos e a manutenção dos registros contábeis dos ativos e passivos regulatórios (ambos efeitos tratados adiante nesta dissertação), independentemente de sua procedência (Parcela A ou B), a ANEEL entendeu ser necessário a instituição de uma contabilidade regulatória para o setor elétrico, pelo qual, nos termos da legislação vigente, o Órgão Regulador poderá estabelecer práticas contábeis diferentes daquelas previstas nos Pronunciamentos Contábeis emitidos pelo CPC, bem como a elaboração e divulgação das informações contábeis e financeiras com conteúdo, dentre outros, com maior clareza e dirigido a prestação de contas à sociedade.

No mesmo sentido proposto pela ANEEL, a Receita Federal do Brasil - RFB, por meio

da Instrução Normativa RFB nº 949/2009, também estabeleceu o Controle Fiscal Contábil (FCONT) que corresponde exatamente à contabilidade regulatória ora proposta, já que no art. 20 estabelece que as alterações introduzidas pela Lei nº 11.638/2007 e pelos art. 37 e 38 da Lei nº 11.941/2009 não terão efeitos para fins de apuração do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), devendo ser considerados, para fins tributários, os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007.

### 3.4. Necessidade de Contabilização da Infraestrutura pelo Conceito da Base de Cálculo da Tarifa (reavaliação da infraestrutura)

De acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e em todas as orientações anteriores, a infraestrutura do setor elétrico vinha sendo avaliada e contabilizada pelo valor histórico de construção e/ou aquisição (até 1995 era corrigido monetariamente).

De acordo com o descrito no item 6 da Nota Técnica 391 de 2009:

Desde o início da revisão tarifária do primeiro ciclo, estabelecida pela Resolução Normativa nº 493/2002, a ANEEL discutiu com o IBRACON e a CVM, alternativas de soluções para acomodar tecnicamente o registro contábil da avaliação pelo valor justo dos bens integrantes do ativo imobilizado em serviço das concessionárias.

A ANEEL entendia que a falta desse registro trazia prejuízos à análise daqueles que faziam uso das informações contábeis, haja vista que a depreciação da avaliação estava contida na Parcela "B" (gastos gerenciáveis pela concessionária) que compunha a tarifa, consequentemente, integrava a Receita Requerida registrada na contabilidade quando do faturamento, mas por outro lado, considerando que a avaliação não vinha sendo contabilizada, a despesa relativa à depreciação registrada contabilmente, vinha sendo calculada com base no custo histórico dos respectivos bens, resultando na apuração de lucro/prejuízo contábil, apresentado na Demonstração de Resultado do Exercício - DRE, bem como nas Informações Trimestrais - ITR apresentadas à CVM, em montante diferente, em proporções relevantes, àquele apurado caso a avaliação dos ativos tivesse sido contabilizada.

Ainda de acordo com o descrito no item 7 da Nota Técnica 391 de 2009:

Em setembro de 2007 houve a concordância dos representantes do IBRACON e CVM, que o procedimento adotado pela ANEEL para elaboração das avaliações dos ativos das concessionárias, que mesmo com algumas particularidades, atendia às normas de reavaliação estabelecida pela CVM, bem como representava com

segurança o valor do investimento avaliado passível de recuperação pelo processo tarifário. Dessa forma, a CVM estaria encaminhando documento à ANEEL, formalizando a aceitação do registro contábil da avaliação dos ativos nos moldes da Resolução ANEEL nº 493/2002.

No entanto, conforme mencionado, no final de dezembro de 2007, foi publicada a Lei nº 11.638, promovendo, dentre outros, alterações na Lei nº 6.404/1976, sendo uma delas, a exclusão da prática de reavaliação de ativos, revogando o § 2º do art. 187 da Lei nº 6.404.

Para os propósitos regulatórios da ANEEL, a falta de registro da infraestrutura pelo valor novo de reposição (reavaliação) fazia com que as demonstrações contábeis elaboradas nos moldes dos termos da Lei nº 6.404/1976 e alterações posteriores não traduziam fielmente a realidade da concessão e nem da concessionária, pois a receita é calculada com base na infraestrutura avaliada pelo valor novo de reposição.

Além da falta de mensuração da infraestrutura pelo valor novo de reposição, os resultados contábeis apresentados na Demonstração de Resultado do Exercício - DRE, também estavam afetados por provisões, ágios e amortizações que não permitiam uma visão regulatória da situação da concessão, mas sim um resultado societário para fins de pagamento de dividendos, o que causava uma assimetria de informações e prejudicava as funções desenvolvidas pela ANEEL na fiscalização da gestão econômica e financeira da concessão.

De acordo com o Dicionário de Termos de Contabilidade, de autoria de Sérgio de Iudícibus e José Carlos Marion, Atlas, 2001, define Valor Justo como:

Importância pela qual um ativo poderia ser transacionado entre um comprador disposto e conhecedor do assunto e um vendedor também disposto e conhecedor do assunto em uma transação sem favorecimento.

Os ativos imobilizados em serviço registrados na contabilidade societária das concessionárias, permissionárias e autorizados de serviço público de distribuição de energia elétrica, estão a valor histórico, gerando uma despesa de depreciação calculada sobre esse valor, enquanto, como já mencionado, que na receita registrada contabilmente está contida uma depreciação calculada sobre um ativo imobilizado em serviço a valor novo de reposição, gerando informações distorcidas da realidade, induzindo o mercado à percepção de uma taxa de retorno superior àquela prevista regulatoriamente.

Ainda de acordo com o descrito no item 19 da Nota Técnica 391 de 2009:

O Órgão Regulador, para realizar a fiscalização da gestão econômico-financeira, mediante monitoramento e estudos com vistas a identificação da real situação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, bem como da respectiva remuneração, se vê obrigação a se utilizar de diversas outras informações e documentos complementares a fim de proceder a diversos ajustes nas informações contábeis, seja em função da falta de registro da reavaliação, constituição e reversão

de provisões, ágios e respectiva amortização ou de outros itens do Balancete Mensal Padronizado - BMP e da própria demonstração contábil elaborada de acordo com a Lei nº 6.404/1976, o que prejudica consideravelmente as atividades da fiscalização, já que não permite a geração de relatórios automatizados conclusivos.

No setor elétrico, onde é necessário um rigor regulatório, tornou-se imprescindível que o ativo imobilizado estivesse registrado pelo seu valor nos de reposição, nos moldes estabelecidos para fins tarifários, com o objetivo de se demonstrar a remuneração regulatória obtida pela concessionária e permissionária de serviço público.

### 3.5. A necessidade da contabilidade regulatória

As várias e relevantes mudanças nas práticas contábeis brasileiras, em virtude da busca da convergência às normas internacionais, introduzidas pela Lei nº 11.638/2007 e Lei nº 11.941/2009, que alteraram a legislação societária, bem como, que o Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC tem emitido diversos pronunciamentos técnicos, aprovados tanto pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) como pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), tornaram as demonstrações contábeis societárias ainda mais incompatíveis em relação às práticas contábeis regulatórias da ANEEL.

Com base nos preceitos da nova contabilidade societária, tornou-se ainda mais complexo o acompanhamento do custo do imobilizado para fins de controles dos bens e a valoração dos ativos que compõem a Base de Remuneração, sujeitos à reversão, bem como, dos ativos regulatórios.

Quanto aos ativos e passivos regulatórios, as normas contábeis internacionais preconizavam a eliminação dos ativos regulatórios das demonstrações contábeis. Esta eliminação era justificada pelo IASB pelo fato desses ativos não se constituírem em direitos líquidos e certos de resarcimento face aos credores e devedores não puderem ser efetivamente identificados. Na minuta colocada em Audiência Pública, pelo IASB, já se admite o registro de alguns ativos e passivos regulatórios, mas não aqueles semelhantes ao praticado quando do racionamento, que gerou um ativo e concomitantemente uma receita. Normalmente, nos principais países desenvolvidos, esses ativos e passivos são estimativas realizadas pelas empresas que podem diferenciar de forma significativa do valor a realizar posteriormente. Entretanto, no Brasil, a Portaria Interministerial nº 296/2001 e a de nº 25/2002, proveram às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de

energia elétrica o direito líquido e certo da compensação dos ativos regulatórios.

Fica evidenciado que os ativos regulatórios, no Brasil, independentemente de corresponderem à Parcela "A" (custos gerenciáveis) ou "B" (custos não gerenciáveis), ou serem para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, têm previsão legal de realização, o que é comprovado pelas revisões e reajustes tarifários já ocorridos até a presente data, sendo a responsabilidade pelo ativo/passivo do consumidor alocado a respectiva área de concessão. Assim, a ANEEL entende que deve ser mantido o registro contábil dos ativos e passivos regulatórios, face à sua recuperação/liquidação estar prevista em lei, e a sua reversão distorceria a real situação econômico-financeira dos regulados.

A ICPC 01 - Interpretação Técnica sobre Concessões, que trata do reconhecimento de receita nas concessões de serviço público e que trouxe profundas modificações na forma de contabilização da infraestrutura do setor elétrico, bem como dos demais segmentos sujeitos à concessão de serviço público.

Em 01 de janeiro de 2010, as concessionárias, permissionárias e autorizadas, sujeitas à adoção da IFRIC 12, segregaram na contabilidade societária o saldo do seu ativo imobilizado em: i) ativo intangível, correspondente ao valor que será recebido diretamente junto ao usuário (consumidor ou outro agente do setor elétrico); ii) ativo financeiro, correspondente à parcela a ser recebida a título de indenização pelo Poder Concedente. Assim, no ativo imobilizado permaneceria somente os bens, que são necessários à atividade da concessionária, mas não vinculados ao serviço outorgado, não sujeitos, portanto, à reversão, para os quais a ANEEL insere uma anualidade na Parcela B da tarifa quando das Revisões Tarifárias Periódicas. Essa norma já é obrigatória desde 2009, para todos os países da Europa, mas somente para as demonstrações contábeis consolidadas e não individualmente por empresa como está determinado no Brasil.

Na aplicação da ICPC 01, todo o custo do investimento em ativos de uma nova concessão, ou em ampliações em uma concessão já existente, é contabilizado como despesa e não do ativo imobilizado. Parte-se do pressuposto também, que contratando ou não obras com terceiros, no período de construção das instalações, a concessionária teria uma receita marginal de construção, que em tese será maior quando ela própria decidir em fazer a construção. Assim, estando o custo do empreendimento contabilizado como despesa, a concessionária fará um registro contábil a débito no ativo intangível, correspondente à parcela que receberá do usuário (consumidor) pelo prazo da concessão, e no ativo financeiro, pela parcela a receber pela indenização ao final da concessão, ambos tendo como contrapartida

uma conta de receita. É de se ressaltar que no arcabouço regulatório não existe a previsão de se computar nas tarifas qualquer receita de construção, portanto, esse procedimento se adotado ensejará o ajuste por parte da concessionária na linha de Fornecimento de Energia Elétrica, sob pena de se ter uma receita em duplicidade.

Nesse entendimento, o ativo intangível seria amortizado pelo prazo da concessão, e seu valor só seria alterado pelo incremental decorrente de novas expansões. A questão dos gastos com reposição ocorridas no dia a dia, face às substituições de bens é um ponto em discussão, pois no arcabouço regulatório contábil e tarifário essas reposições têm seus efeitos (depreciação e remuneração) considerados na formação da Parcela "8" da tarifa, portanto a sua contabilização diretamente como despesa descaracterizaria a essência econômica da atividade outorgada. Por outro lado, o seu registro no ativo intangível irá gerar uma duplicidade caso não se proceda a baixa do bem reposto. Assim, face às normas de registro do ativo intangível, é necessário encontrar a melhor normatização que reflita a essência econômica do negócio outorgado.

Outra questão que a princípio a ANEEL também entende que não reflete a essência do negócio está no fato de que pela nova norma contábil o ativo financeiro é atualizado (gerando uma receita financeira) enquanto o ativo intangível que corresponde à parcela a ser recebida do consumidor, constante da Parcela "B", não é atualizada, sendo que a cada reajuste tarifário é aplicado o IGPM sobre a Parcela "B" da tarifa. Além do mais, caso viesse a ser admitida sua atualização, o mesmo teria que ser a título de uma receita regulatória, semelhante à RTE, pois a sua efetiva realização ocorrerá na linha de Receita de Fornecimento de Energia Elétrica, quando do faturamento futuro, caso contrário haveria uma duplicidade de receita.

A aplicação dessa norma na contabilidade societária das empresas do setor elétrico brasileiro, para a ANEEL não representa a essência econômica do negócio outorgado, bem como, sem o registro contábil da reavaliação dos ativos das distribuidoras e das transmissoras com revisão tarifária, que em conjunto detêm a maioria dos ativos vinculados à concessão, não faz com que as informações ao mercado sejam melhores do que as existentes, pois tanto o ativo intangível como o ativo financeiro, decorrente da aplicação da norma internacional, estão representados por valores a custo histórico, diferentemente dos valores considerados para fins de estabelecimento da remuneração e da depreciação que compõem a Parcela B da tarifa.

O IFRS 1 que trata da Adoção de IFRS pela primeira vez, prevê a possibilidade do registro contábil desse ativo pelo seu valor justo (fair value), mas somente por uma única vez,

o que resolveria a questão das informações contábeis no momento, mas não para as futuras.

Mesmo que a legislação societária brasileira permitisse o registro da reavaliação, a ANEEL entende que, considerando o instituto da reversão com indenização ao final da concessão, que está previsto em todos os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica, principalmente nos contratos das distribuidoras e das transmissoras sujeitas à revisão tarifária, bem como das grandes geradoras cujas concessões foram outorgadas como "concessão de serviço público", os montantes que comporão os valores dos ativos intangíveis e financeiros necessitarão serem revistos a cada revisão tarifária, já que os valores a serem recebidos dos consumidores e aqueles a serem recebidos via indenização se alterarão a cada ciclo de revisão tarifária, face à metodologia de avaliação dos mesmos e até pelo Reajuste Tarifário no qual o item de depreciação que compõe a Parcela 8, a ser recebido do consumidor pelo prazo da concessão, é atualizado pelo IGPM. Isso porque, em tese, o valor do ativo intangível seria definido pela projeção dos valores recuperáveis a título de depreciação durante o prazo remanescente da concessão e o ativo financeiro seria o valor a recuperar pela indenização ao final da concessão.

Se em tese, nas concessões já existentes, cuja reversão ocorrerá mediante indenização, for definido que o valor a ser considerado como ativo intangível corresponderá à quota anual de depreciação projetada pelo período remanescente da concessão, e a amortização desse ativo intangível ocorrer de acordo com esse mesmo prazo, nos parece que não haverá efeito no resultado, mas sim, somente uma alteração na forma de demonstrar o ativo vinculado à concessão, que de fato prejudicará todo o controle e acompanhamento do atual ativo imobilizado em serviço. Na verdade o efeito que surgirá na contabilidade, pela aplicação dessa nova norma, nas concessões já existentes, além da segregação do ativo imobilizado, será o reconhecimento antecipado de uma receita denominada "Receita de Construção" que passará a ser reconhecida durante o período de construção.

Nesse contexto, a ANEEL avaliou o impacto da ICPC 01 nas demonstrações contábeis das concessionárias de serviço público de energia elétrica, especificamente em relação à indexação restringir-se ao ativo financeiro. Por meio de simulações, fica evidenciada que a indexação somente ao ativo financeiro, deixando-se o Ativo Intangível sem correção, levaria à mesma situação vista agora com o passar dos anos, quando o valor regulatório (Valor Novo de Reposição - VNR) é superior ao Ativo Imobilizado em Serviço - AIS Contábil, bem como a Depreciação e o Resultado da Atividade Regulatórios em relação aos contábeis. O IFRIC 12, ainda que retrate de forma superior à situação atual, fere a essência econômica da

legislação prevista para as Concessionárias.

Para ocorrer a consistência das demonstrações contábeis, apenas a correção monetária para ambos os itens (Ativos Financeiro e Intangível) registrada contabilmente em contrapartida à conta do Patrimônio Líquido - Ajuste de Avaliação Patrimonial, retrataria fielmente o modelo regulatório, o que não tem previsão nas normas internacionais de contabilidade. Por outro lado, haveria a necessidade de constituir novos itens regulatórios que poderiam mais prejudicar que auxiliar no entendimento das demonstrações contábeis em função da necessidade de se evitar a duplicidade na receita quando da realização da Reserva de Ajuste de Avaliação Patrimonial, quando se referir à realização da atualização financeira do ativo intangível, já que o mesmo estará contemplado na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica, quando da inclusão da depreciação na parcela "B".

Já nas concessões cuja reversão ocorrerá sem a indenização, nos termos do art. 36 da Lei nº 8.987/1995 e art. 20 do Decreto nº 2003/1995, de fato haverá uma alteração significativa no resultado do exercício, já que o valor total do investimento realizado passará a ser amortizado no prazo da concessão, desprezando assim, as taxas de depreciação estabelecidas pelo Órgão Regulador, sendo que neste caso, todo o valor de investimento seria tratado como um ativo intangível, o que está em linha com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

Portanto, a ANEEL entende que a aplicação da ICPC 01, não permite um acompanhamento da formação dos custos dos ativos a serem remunerados, não permitindo a adequada identificação das Unidades de Cadastros - UC, e dos respectivos Custos Adicionais - CA e Componentes Menores - COM, o que prejudicaria todo trabalho de fiscalização do ativo imobilizado e da respectiva unitização desses bens nos termos do atual Manual de Controle Patrimonial, aprovado pela Resolução Normativanº 367/2009. Entende também, que o CPC deveria fazer uma avaliação de forma a constatar a existência de seus reais benefícios para as informações societárias, pois nas concessões sujeitas à indenização, cujas outorgas, ocorreram há vários anos, não conseguimos visualizar nenhuma melhora na qualidade da informação, pois o ativo Intangível será determinado com base na depreciação incluída na tarifa de acordo com as taxas estabelecidas pelo Órgão Regulador, devendo estabelecer a forma de reconhecimento da receita de construção, que esta sim, nos parece a novidade em tudo isso.

Diante dessas novas práticas contábeis adotadas ou a serem adotadas no Brasil e das especificidades e necessidades de informação e controle do setor elétrico, a ANEEL entende

que a melhor forma de se preservar as informações necessárias à fiscalização da gestão econômica e financeira, com vistas a atender a necessidade do gerenciamento uniforme das informações contábeis das concessionárias que compõem o setor elétrico brasileiro e a necessidade de manutenção das informações contábeis referentes à composição dos ativos vinculados à concessão, permissão e autorização de energia elétrica, sujeitos à reversão, inclusive para fins de apuração da Base de Remuneração das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição, bem como a divulgação de informações que refletem a essência econômica da atividade outorgada, face às eminentes alterações propostas com vistas à convergência das práticas contábeis brasileira às normas internacionais de contabilidade, conforme previsto na Lei nº 11.638/2007 e alterações posteriores, é a adoção de uma Contabilidade Regulatória.

Assim, a proposta da ANEEL foi de estabelecer alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, de forma a permitir os registros contábeis necessários à elaboração de uma contabilidade regulatória, bem como recomendar a contratação de uma instituição especializada em assuntos contábeis, econômicos e financeiros, com vistas a uma revisão geral do MCSE, de forma a atender às necessidades regulatórias.

Entende também a ANEEL, que as concessionárias e permissionárias do serviço público deverão elaborar e publicar suas demonstrações contábeis regulatórias, observando-se as orientações contidas no MCSE, dado ao interesse público dessas informações, pois na modalidade pretendida servirá como uma prestação de contas à sociedade.

A exigência da publicação das demonstrações contábeis regulatórias pelos agentes acima mencionados fundamenta-se no princípio da publicidade. Para JUSTEN FILHO (2003, p. 325):

Eventualmente, poderá determinar-se que as demonstrações contábeis do concessionário serão objeto de publicação na imprensa. Trata-se de manifestação daquele princípio da publicidade, pelo qual o concessionário sujeita-se também à fiscalização perante a comunidade.

(...) Também poderá impor-se dever de publicação em órgãos de imprensa distintos daqueles escolhidos para cumprir as exigências da Lei das S.A.

Assim, com a proposta de alterações ao MCSE, as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, além de elaborar e publicar as demonstrações contábeis regulatórias devem providenciar a auditoria dessas demonstrações, por auditores independentes registrados na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, de acordo com escopo a ser pré-acordado junto ao IBRACON.

Dentre as alterações pretendidas pela ANEEL no MCSE está a retirada da obrigatoriedade de atender de forma integral as orientações e preceitos do referido manual por parte das concessionárias de serviço público de geração, pois entende a ANEEL que pelo fato dessas concessionárias não terem receita por meio de tarifa fixada pela ANEEL, bastaria o controle patrimonial, a adoção das taxas de depreciação da ANEEL e do elenco de contas reduzido e específico, que nos termos da Resolução Normativa nº 370, de 30 de junho de 2009, já é aplicável às demais concessionários e autorizados de geração em regime de produção independente, cujos bens são reversíveis à União Federal.

Observa-se ainda que o segmento de transmissão no Brasil passa por amplo movimento de reestruturação societária, com a consolidação de grandes grupos atuantes nesse setor. Em alguns casos, concessionárias de transmissão incorporaram em seu patrimônio outras concessões de transmissão. Esse movimento também ocorreu quando concessionárias adquiriram novas concessões (linhas e/ou subestações) por meio das várias licitações ocorridas. Segundo as normas vigentes, para o segmento de transmissão, não há impedimento legal para incorporação de outras concessões por empresas concessionárias. No entanto, do ponto de vista regulatório, essas incorporações criam enorme dificuldade de controle e fiscalização para a ANEEL, já que essa operação resulta na fusão dos registros contábeis e patrimoniais das empresas.

Diante do todo exposto, a ANEEL concluiu pela necessidade de proceder a alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, com a inserção de normas objetivando a adoção de contabilidade regulatória, seguida de uma revisão geral do atual Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, de forma a se ajustar às necessidades regulatórias, incluindo a elaboração das demonstrações contábeis regulatórias com respectivas notas explicativas voltadas a uma adequada prestação de contas à sociedade, quer seja nos aspectos econômico-financeiros ou nos aspectos técnicos que envolvam cada concessionária e permissionária, face às especificidades do setor elétrico.

Conforme motivação listada pela ANEEL na Nota Técnica 391, a instituição da contabilidade regulatória objetivou estabelecer normas contábeis regulatórias, que permitam atender à necessidade de divulgação à sociedade de um conjunto de informações que representem adequadamente a situação econômico-financeira das concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica em consonância com o arcabouço legal regulatório tarifário, em um modelo que permita a apresentação da realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao regime de competência

contábil, especificamente relacionado ao processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis, bem como a adequada análise econômica e financeira das concessionárias e permissionárias, com vistas a subsidiar o acompanhamento do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

A adoção da contabilidade regulatória não representa trabalhos excessivos aos concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, já que a contabilidade regulatória adotará os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007, a exemplo do FCONT, ou seja, ao atender a legislação tributária estará de certa forma atendendo às necessidades regulatórias.

Por meio da Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, a ANEEL instituiu a Contabilidade Regulatória, visando:

- divulgar à sociedade um conjunto de informações que representem adequadamente a situação econômico-financeira das concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica em consonância com o arcabouço legal regulatório tarifário, em um modelo que permita a apresentação da realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, especificamente relacionado ao processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis; e
- a manutenção das informações contábeis referentes à composição dos ativos vinculados à concessão, permissão e autorização de energia elétrica, sujeitos à reversão, para fins de atendimento às atividades de fiscalização e prestações de informações dos investimentos no setor elétrico, face às eminentes alterações propostas com vistas à convergência das práticas contábeis brasileira às normas internacionais de contabilidade, aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC.

Ao instituir a contabilidade regulatória, a ANEEL adaptou o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE para ter por finalidade estabelecer as práticas e orientações contábeis necessárias às concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica para registro contábil de suas respectivas operações e elaboração de demonstrações contábeis, de forma a atender as necessidades regulatórias.

A Resolução ANEEL nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, no seu art. 7º, § 3º, estabeleceu a obrigatoriedade das demonstrações contábeis regulatórias serem acompanhadas de relatório de auditoria emitido por empresa de auditoria independente registrada na CVM. Diante da exigência exposta, a Superintendência de Fiscalização Financeira - SFF da ANEEL necessita o quanto antes estabelecer tais procedimentos, visto que a norma já tem vigência para o exercício findo em 2011, e ademais as empresas do setor elétrico já estão contratando as auditorias para a realização deste serviço.

Como ponto de partida, a ANEEL apresentou modelo de elementos do Balanço

Patrimonial Regulatório e da Demonstração do Resultado do Exercício Regulatória, que deveriam ser alcançados no escopo de auditoria regulatória. Além disso, como forma de padronização das informações a serem apresentadas ao Órgão Regulador, a ANEEL estabeleceu modelos de apresentação do Balanço Patrimonial Regulatório, Demonstração do Resultado do Exercício Regulatória e das Notas Conciliatórias e Explicativas.

No Ofício de Encerramento do Exercício de 2011, a ANEEL listou os principais temas que os tratamentos nas demonstrações contábeis societárias não estão alinhadas com os pressupostos das demonstrações contábeis regulatórias e que devem ser considerados nas demonstrações contábeis regulatórias:

a) Ativos e Passivos Regulatórios

Considerando que na convergência às normas internacionais (IFRS) não houve correspondência nas referidas normas o tratamento dos ativos e passivos regulatórios, estes permaneceram registrados apenas nas demonstrações contábeis regulatórias.

b) Obrigações Vinculadas ao Serviço Público (Obrigações Especiais)

A partir do 2º ciclo de revisão tarifária as quotas de reintegração acumulada das obrigações vinculadas devem ter como contrapartida a despesa de depreciação para que o efeito no resultado seja anulado, uma vez que esse valor não é mais considerado na tarifa.

c) Ativo Imobilizado

Com a adoção da ICPC 01 – Contratos de Concessão na contabilidade societária, o ativo imobilizado foi bifurcado em ativo intangível e financeiro. Para fim regulatório deverá ser adotada a estrutura vigente no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, ou seja, como ativo imobilizado. As premissas específicas para o ativo imobilizado regulatório são:

- garantir que o ativo imobilizado não seja afetado pela ICPC – 01.
- que os ativos estejam registrados contabilmente pelo valor do Laudo de Avaliação.

Para o registro contábil da reavaliação regulatória, deverá ser utilizado o valor homologado na Revisão Tarifária do 2º Ciclo da concessionária como referência. O registro será pela diferença entre o valor contábil a custo histórico na data base de 31/12/2010 e o

valor do laudo de avaliação homologado pela ANEEL. Os efeitos dessa reavaliação regulatória compulsória deverão ser refletidas no exercício de 2011, independentemente de a empresa ter implementado o controle patrimonial nos moldes da Resolução nº 367/09.

O novo valor contabilizado será atualizado somente na ocasião da revisão tarifária conforme a data da revisão de cada empresa.

### 3.6. Reavaliação regulatória compulsória

De acordo com o artigo 3º da Resolução ANEEL 396/10, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registrarão contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição – VNR do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária anterior e dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis do subgrupo de Ativo Imobilizado e do subgrupo Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais), respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da conta contábil específica do subgrupo do Patrimônio Líquido – Reserva de Reavaliação, líquido dos efeitos tributários.

### 3.7. Anulação dos efeitos da Aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão

De acordo com o § 4º, do art. 2º, da REN nº 396/10, os efeitos da aplicação da ICPC 01 deverão ser anulados para fins regulatórios. Para suportar os lançamentos contábeis necessários ao atendimento das normas societárias, a ANEEL previu a criação de contas contábeis em registro suplementar após o 4º grau, sendo algumas contas retificadoras. Empresas do setor estiveram na ANEEL para apresentar alternativas para atendimento do objetivo da norma.

As empresas apresentaram ferramentas disponíveis em seus sistemas para atender ao disposto na norma, sem ter que fazer os lançamentos contábeis previstos no art. 2º. Da forma apresentada, seria possível ter livros e registros contábeis que atendessem simultaneamente

tanto a legislação fiscal, quanto a societária e regulatória, sem ter que necessariamente fazer registros contábeis entre os subsistemas mencionados.

Considerando as possibilidades apresentadas, e que o foco é a anulação dos efeitos da aplicação da ICPC 01, resolveu-se flexibilizar o procedimento contábil para os agentes que possuem sistemas informatizados mais avançados, com ferramentas que possibilitam atender ao objetivo da norma de maneira diferente do estabelecido no texto da resolução, desde que preservem todas as informações necessárias para atendimento ao órgão regulador.

### 3.8. Livros e demonstrações contábeis regulatórias

De acordo com o artigo 7º da Resolução ANEEL 396/10, ficam instituídas as Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR, cujo modelo será estabelecido pela ANEEL, bem como os livros contábeis auxiliares regulatórios, de adoção obrigatória pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica, sendo eles:

- I. Livro Diário Auxiliar Regulatório, e
- II. Livro Razão Auxiliar Regulatório.

Os livros auxiliares serão mantidos em arquivos eletrônicos a serem disponibilizados sempre que solicitados pelo Órgão Regulador

Nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, além das notas explicativas específicas a serem estabelecidas pela ANEEL, deverá ser inserida nota explicativa demonstrando a conciliação entre o resultado apresentado na Demonstração de Resultado do Exercício – DRE, para fins societários e o resultado apresentado na Demonstração Regulatória do Resultado do Exercício – DRRE, bem como a conciliação entre os saldos apresentados dos grupos e subgrupos de contas que compõe o balanço patrimonial societário e o regulatório, com as devidas explicações.

As Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR, que passam a fazer parte integrante da Prestação Anual de Contas – PAC, deverão ser encaminhadas devidamente assinadas pela diretoria em exercício e pelo contador responsável pela contabilidade da concessionária e permissionária de serviço público de energia elétrica, acompanhadas do relatório de auditoria emitido por empresa de auditoria independente registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, mediante procedimento a ser definido pela Superintendência de

Fiscalização Econômica e Financeira – SFF junto ao Instituto dos Auditores Independentes do Brasil - IBRACON.

As Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR deverão ser auditadas pela mesma empresa que auditar as Demonstrações Contábeis para fins societários.

### 3.9. Modelos das Demonstrações Contábeis Regulatórias

A Resolução nº 396/10 em seu art. 7º instituiu as Demonstrações Contábeis Regulatórias, com previsão da ANEEL de estabelecer os modelos. Quanto ao modelo do Balanço Patrimonial Regulatório, informa-se que não houve modificação quanto à estrutura já existente no MCSE. A ANEEL promoverá uma revisão detalhada do MCSE o que resultará na reformulação do elenco de contas, técnicas de funcionamento, instruções gerais e contábeis, dentre outras modificações. Essas alterações visam adequá-lo na medida do possível à estrutura de contas estabelecida pela Lei nº 6.404/76 com alterações promovidas pela Lei nº 11.638/07.

Para elaboração do Balancete Mensal Padronizado deverá ser observada a estrutura prevista no item 7.1 Elenco de Contas do MCSE, com o reconhecimento do ativo fixo no subgrupo 132 Ativo Imobilizado, bem como o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. Quanto à elaboração e divulgação do Balanço Patrimonial Regulatório deverá ser observada a estrutura estabelecida no Anexo II. Deve ser observada ainda a orientação contida no item 3.5 deste Despacho que trata do registro da reavaliação regulatória compulsória.

Quanto à Demonstração do Resultado do Exercício Regulatório, houve mudanças na sua forma de apresentação conforme consta no Anexo II do Despacho. O novo modelo tem como propósito a divulgação do resultado num formato que espelhe a estrutura tarifária, segregando em resultado antes e após os custos gerenciáveis, permitindo análise comparativa entre o resultado obtido e a tarifa concedida.

### 3.10. Notas Conciliatórias entre as Demonstrações Contábeis Societárias e Regulatórias

O art. 7º, § 2º, da REN nº 396/10, estabeleceu a obrigatoriedade de apresentação de notas explicativas específicas a serem estabelecidas pela ANEEL e nota explicativa que demonstre a conciliação entre o resultado apurado na DRE societária e DRE regulatória, bem como conciliação entre os saldos dos grupos e subgrupos de contas que compõem o balanço patrimonial societário e regulatório.

Na busca de melhorar a qualidade das informações prestadas, elaborou-se um modelo de apresentação das notas conciliatórias que está apresentado no Anexo II deste Despacho. Esse modelo deverá ser adotado por todas as concessionárias e permissionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica para as demonstrações contábeis encerradas em 2011. Considerando que as Notas Conciliatórias são parte integrante das Demonstrações Contábeis Regulatórias, deverão ser auditadas e não constarão mais no Relatório de Administração.

### 3.11. Procedimentos de Auditoria Independente para as Demonstrações Contábeis Regulatórias

Em atendimento ao previsto no § 3º do art. 7º da REN nº 396/10, definiram-se os procedimentos de auditoria para as Demonstrações Contábeis Regulatórias. Tais procedimentos de auditoria a serem observados pelos auditores independentes encontram-se detalhados no Manual de Auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias, disponível endereço eletrônico [www.ANEEL.gov.br](http://www.ANEEL.gov.br) (Página Inicial Informações Técnicas Fiscalização Econômico-Financeira). Ressalta-se que a auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias deverá ser realizada pela mesma empresa que auditar as Demonstrações Contábeis Societárias, conforme consta no § 4º do art. 7º da norma.

Para elaboração do Relatório de Auditoria, o auditor deverá observar as orientações contidas na NBC TSC 4400 – Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados Sobre Informações Financeiras.

O Comunicado do IBRACON nº 04/2012 estabeleceu orientações aos auditores independentes, quanto aos trabalhos de aplicação de procedimentos previamente acordados para atendimento aos requerimentos específicos do Despacho nº 4.991, e Ofício 507/12 da

Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, publicado em 29 de dezembro de 2011 e 16 de maio de 2012, respectivamente, relativo ao Manual de Orientação dos Trabalhos de Auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias, cuja obrigatoriedade de apresentação foi estabelecida pela Resolução ANEEL nº 396, de 23 de fevereiro de 2010. Este Comunicado Técnico orienta os auditores independentes quanto aos procedimentos a serem executados e outros temas, incluindo o modelo de relatório a ser emitido como resultado do trabalho que será utilizado como suporte aos procedimentos de fiscalização conduzidos pela ANEEL para fins de validação das demonstrações contábeis regulatórias.

### 3.12. Central de Informações Econômico-Financeiras do Setor Elétrico – CIEFSE

A partir das contribuições recebidas, optou-se para o exercício de 2011 a disponibilização apenas das informações referentes aos Balanços Patrimoniais e Demonstrações dos Resultados dos Exercícios, regulatório e societário, juntamente com as notas explicativas e regulatórias. Tais informações somente serão disponibilizadas na Central após sua divulgação pelos agentes ao mercado.

### 3.13. Revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico

Encontra-se em andamento na ANEEL os trabalhos de adequação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução ANEEL nº 444/2001, às normas internacionais de contabilidade adotadas pelo Brasil.

Dentro do escopo de trabalho a ser desenvolvido, está a análise dos Pronunciamentos Técnicos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovados e não aprovados pela ANEEL. Como resultado da análise dos impactos dos CPC's nas práticas contábeis regulatórias, a ANEEL definirá quais Pronunciamentos Técnicos aplicam-se na elaboração e divulgação das demonstrações contábeis regulatórias. Até que isso ocorra, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011, para fins regulatórios deverão ser observadas as disposições contidas no Despacho de Encerramento nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009,

ratificado pela Resolução nº 396/2010 no que se refere à aplicação de Pronunciamentos Técnicos.

Neste capítulo ficou demonstrado que existem diversas razões técnicas (exemplos: controle da infraestrutura e ativos e passivos regulatórios) e operacionais (exemplos: fiscalizações e cálculos de tarifas) que explicam e justificam a adoção da contabilidade regulatória, bem como, da instituição das demonstrações contábeis regulatórias.

#### 4. PRÁTICAS CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS E REGULATÓRIAS

As principais práticas contábeis que são adotadas nas demonstrações contábeis regulatórias e que divergem das demonstrações contábeis societárias estão relacionados aos critérios de mensuração, classificação e divulgação da infraestrutura, ativos e passivos regulatórios e receitas e custos de construção.

Neste capítulo serão apresentadas análises conceituais e práticas que detalham os critérios contábeis adotados pela contabilidade societária e regulatória. As principais diferenças de práticas contábeis entre a contabilidade societária e regulatória podem assim serem sumariadas:

Tema	Prática contábil regulatória	Prática contábil societária
Infraestrutura	Reavaliação compulsória a cada 4 anos	IFRIC 12: ativo financeiro e intangível
Ativos e passivos regulatórios	Contabilizado	Não contabilizado
Custo de construção	Não contabilizado	Contabilizado
Receita de construção	Não contabilizado	Contabilizado

Quadro 4 - As principais diferenças de práticas contábeis entre a contabilidade societária e regulatória

Fonte: Elaborada pelo autor

##### 4.1. Infraestrutura

A infraestrutura é o principal ativo das distribuidoras de energia elétrica. Até o advento da conversão das demonstrações para as novas normas contábeis editadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, para fins societários a infraestrutura era classificada no ativo imobilizado. A partir da edição da ICPC 01 – Contratos de Concessão em 2009, com adoção nas demonstrações contábeis do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, comparativamente com 01 de janeiro e 31 de dezembro de 2009, a infraestrutura passou a ser classificada, para fins societários, parte no ativo financeiro e parte no ativo intangível, que a seguir está sendo tratado em detalhes.

Para fins da contabilidade regulatória, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a infraestrutura, tratada como ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas de redução ao valor recuperável acumuladas. A ANEEL requer que tais ativos sejam reavaliados pelos critérios de mensuração que estão sendo utilizados para definição da tarifa, ou seja, que sejam avaliados e contabilizados pelo preço novo de reposição.

Ainda de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro – UC, conforme determina Resolução ANEEL nº. 367/2009. As taxas anuais estão determinadas na tabela anexa às Resoluções ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999, e art. 9º da Resolução ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

#### *4.1.1. Prática contábil pela contabilidade societária*

Até as demonstrações financeiras societárias divulgadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, antes da adoção dos CPC, a infraestrutura estava contabilizada no ativo imobilizado e de forma geral a valor histórico, gerando uma despesa de depreciação calculada sobre esse valor.

Com a harmonização da contabilidade brasileira à contabilidade internacional, concluída na preparação das demonstrações contábeis societárias encerradas em 31 de dezembro de 2010, comparativamente com 01 de janeiro e 31 de dezembro de 2009, de acordo com o disposto na OCPC 05, a infraestrutura das distribuidoras de energia elétrica está no escopo da ICPC 01 – Contrato de Concessão. Estando na escopo das ICPC 01, a

infraestrutura deixa de ser classificada no imobilizado e passa a ser classificada no ativo intangível e/ou ativo financeiro.

A aplicação da ICPC 01 deve estar limitada à contabilização, pela concessionária, de uma concessão de serviço público que atenda aos seus critérios de controle (ICPC 01 12 § 5 (a) e (b)):

5. Esta Interpretação é aplicável a concessões de serviços públicos a entidades privadas caso:

- (a) o concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e
- (b) o concedente controle – por meio de titularidade, usufruto ou de outra forma – qualquer participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo da concessão.

A infraestrutura abrangida pelo escopo da ICPC 01 não deve ser reconhecida no imobilizado da concessionária porque pertence ao poder público, uma vez que o concedente é considerado detentor do “controle” dos ativos. De acordo o item 7 da ICPC 01 a infraestrutura abrangida é:

7. Esta Interpretação aplica-se:

- (a) à infraestrutura construída ou adquirida junto a terceiros pelo concessionário para cumprir o contrato de prestação de serviços; e
- (b) à infraestrutura já existente, que o concedente repassa durante o prazo contratual ao concessionário para efeitos do contrato de prestação de serviços.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC editou a Orientação CPC 05 (OCPC 05) com a finalidade de esclarecer assuntos que gerava dúvidas quanto à adoção da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão pelas empresas reguladas brasileiras. Dentre os segmentos cobertos pela OCPC 05 consta a atividade de distribuição de energia elétrica.

De acordo com o item 64 da OCPC 05, as principais características dos contratos e aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão na atividade de distribuição de energia elétrica são:

64. Os contratos de concessão de distribuição no Brasil usualmente são similares e denominados contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, e as principais características desses contratos costumam ser:

- (a) as empresas de distribuição têm a obrigação contratual de construir, operar e manter a infraestrutura. A obrigação de construção da infraestrutura pode estar de forma implícita ou explícita no contrato de concessão;

- (b) a maioria dos contratos tem o prazo de concessão de 30 anos;
- (c) na média, a vida útil-econômica estimada dos bens integrantes da infraestrutura é admitida como superior ao prazo de concessão;
- (d) a atividade de distribuição envolve duas atividades básicas: de rede (ou de fio) e de comercialização;
- (e) a atividade de distribuição de rede é não competitiva. Na atividade de distribuição de comercialização com grandes consumidores a atividade é competitiva;
- (f) a concessionária (distribuidora/operadora) é interposta entre o poder concedente e os consumidores finais dos serviços (usuários);
- (g) a atividade está sujeita à condição de generalidade e de continuidade;
- (h) o contrato tem garantia de manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro;
- (i) o contrato estabelece quais os serviços e para quem (área geográfica de atendimento e classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- (j) o preço é regulado por meio do mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (com base no que são denominadas parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária;
- (k) os bens são reversíveis no final da concessão para o poder concedente, com direito de recebimento de indenização desse poder concedente, ou por entidade que venha a assumir a concessão, sobre os investimentos com determinadas condições de operação remanescentes, normalmente ainda não depreciados ou amortizados. O que não está totalmente definido por legislação é o critério de avaliação desses investimentos para efeitos de determinação do valor da indenização;
- (l) as modalidades de revisão tarifária incluem, como regra geral:
- (m) reajuste anual (revisão da parcela A - custos não gerenciáveis pela distribuidora, como custo de energia comprada e encargos regulatórios);
- (n) revisão periódica a cada quatro ou cinco anos (revisão da parcela B - custos gerenciáveis pela distribuidora - custos de operação e manutenção, depreciação regulatória apurada com base no custo do atual imobilizado em serviço avaliado a custo de reposição e remuneração dos acionistas apurado com base no WACC – weighted average cost of capital (custo médio ponderado do capital) - calculado sobre o saldo do ativo imobilizado em serviço, líquido da depreciação acumulada e do saldo de obrigações especiais, ambos avaliados pelo custo de reposição; e

(o) revisão extraordinária para situações de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato.”

De acordo com o item 65 da OCPC 05, a atividade de distribuição se qualifica para a aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão:

65. Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, entende-se que as duas condições previstas no item 7 desta Orientação são atendidas e, portanto, essa indústria se qualifica para aplicação da ICPC 01.

De acordo com o item 69 da OCPC 05, o modelo a ser utilizado pela atividade de distribuição na aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão:

69. Com base no entendimento desses contratos e nos itens 15 a 19 da ICPC 01, caso na leitura dos contratos e legislação pertinente a indenização seja considerada como um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, o modelo que melhor reflete o negócio de distribuição é, considerando as condições (a) e (b) do item 7 desta Orientação, o modelo bifurcado, abrangendo:

(a) a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

(b) a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) que deve ser classificada como ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

No item 73 há um destaque que o valor residual compreende o ativo financeiro:

73. Deve ser lembrado que, no modelo bifurcado, o valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão já terá sido alocado como ativo financeiro de indenização no momento anterior à sua classificação como ativo intangível.

De acordo com os itens 70 e 71 da OCPC 05, o Método de amortização do ativo intangível com vida útil definida (CPC 04, itens 97 a 99) é conforme segue:

70. No caso das empresas distribuidoras, o método de amortização que pode ser utilizado e que melhor reflete o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados é aquele que coincide com o mecanismo da tarifa da venda de energia. A despesa de amortização (anteriormente depreciação) incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem e apropriada de forma linear no prazo da concessão (período em que o serviço público é prestado utilizando a infraestrutura), a não ser que outra curva de amortização possa oferecer razoável confiabilidade.

71. O poder concedente, representado por agência reguladora, é responsável por estabelecer a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição para efeito de determinação da tarifa, bem como para apuração do

valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável e adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens.

De acordo com os itens 74 a 78 da OCPC 05, o reconhecimento da margem da receita da construção da infraestrutura, da operação e da manutenção deve ser de acordo com as características da estrutura interna de custos e de terceirização, devendo levar ao resultado do exercício a receita de margem de construção no momento de construção/aquisição da infraestrutura.

As doações de clientes das distribuidoras de energia elétrica (estas doações são denominadas de Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica ou Obrigações Especiais), por determinação legal, são contabilizadas pela distribuidora como parte da infraestrutura sob sua responsabilidade e há uma contrapartida desse aumento de infraestrutura contra uma obrigação no passivo não circulante.

As obrigações especiais (não remuneradas) também podem representar as contribuições da União, dos Estados e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Representa o saldo de valores e/ou bens recebidos de Municípios, Estados, União Federal e Consumidores em geral, relativos a doações e subvenções para investimento na expansão do serviço público de energia elétrica.

Em atendimento à Instrução Contábil nº 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas em grupo específico no Passivo Não Circulante, estão apresentadas como dedução do Ativo Não Circulante - Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamento para obras.

De acordo com os itens 79 a 80, 82 83 da OCPC 05, o tratamento das Obrigações Especiais (dotações de consumidores) é conforme segue:

79. As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais destinados aos investimentos

aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão. As obrigações especiais não são passivos onerosos, tampouco créditos dos acionistas.

80. Até o segundo ciclo de revisão tarifária, os valores recebidos a custo zero pelas distribuidoras eram registrados no ativo imobilizado como bens integrantes da infraestrutura vinculada à concessão e depreciados normalmente. No mecanismo de tarifa estava garantido somente o repasse da depreciação regulatória desses valores (os acionistas não tinham direito à remuneração sobre esses valores). A contrapartida desses valores ainda era registrada em conta de natureza credora, apresentada no balanço patrimonial como redutora do saldo da infraestrutura (antigo ativo imobilizado). O prazo esperado para liquidação dessas obrigações era a data de término da concessão. No recebimento da indenização dos bens revertidos ao poder concedente, o saldo dessa conta seria compensado.

82. O tratamento a ser dado na data de transição da aplicação da ICPC 01 no modelo bifurcado é como segue:

(a) o saldo inicial de obrigações especiais registrado na data de transição deve ser amortizado até o vencimento da concessão e, caso seja apurado saldo remanescente, este deve ser classificado como ativo financeiro, em conta redutora;

(b) a parcela do saldo inicial que deve ser amortizado entre a data da transição da norma contábil e o vencimento da concessão deve ser classificada como ativo intangível, em conta redutora.

83. Para os contratos de concessão que estão dentro do alcance da ICPC 01 não se aplica a ICPC 11 – Recebimento em Transferência de Ativos dos Clientes (IFRIC 18 - Transfers of Assets from Customers).

Conforme apresentado até aqui e com base na OCPC 05, para fins societários, a infraestrutura na distribuidoras foi segregada entre duas parcelas: 1) ativo financeiro – expectativa de indenização no fim da concessão pela parcela da infraestrutura não amortizada; e 2) ativo intangível – parte da infraestrutura que será usada (consumida) durante o prazo de concessão na prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado e amortizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de Resultados Abrangentes no Patrimônio Líquido.

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflete o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A seguir serão apresentados mais detalhes sobre a infraestrutura classificada no ativo financeiro e no ativo intangível.

#### *4.1.1.1. Ativo Financeiro (Indenizável)*

Em decorrência da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão parte a infraestrutura é classificada como ativo financeiro e esta parte compreende à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, pois representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido

Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

##### *4.1.1.1.1. Reconhecimento e mensuração do ativo financeiro*

O ativo financeiro é mensurado pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber do poder concedente, cujo registro deve ser feito por ocasião do reconhecimento inicial do contrato pelo concessionário. A mensuração inicial do ativo financeiro independe da classificação do ativo financeiro determinada pela IAS 39 (recebível, ativo financeiro disponível para venda ou ativo financeiro pelo valor justo por meio do resultado).

Segundo a IAS 39, o valor justo de um recebível a longo prazo deve ser estimado ao valor presente de todos os recebimentos de caixa futuros descontados à taxa de juros de

mercado usual para um instrumento semelhante (em termos de moeda, prazo, tipo de juros, risco de crédito e outros fatores).

De acordo com o modelo de ativos financeiros da IFRIC 12, a taxa de juros efetiva é a taxa implícita no acordo, ou seja, aquela que, no início do contrato, torna o valor presente do total da remuneração a ser recebida do concedente igual ao valor justo dos serviços a serem prestados ao longo da vigência do contrato, da mesma forma que, de acordo com a IAS 17 - *Leases*, a taxa de desconto é a taxa de juros implícita no arrendamento. Teoricamente, essa taxa implícita deveria corresponder à taxa incremental de empréstimos do concedente, porém, na prática, o caso pode ser bem diferente. Pode haver, por exemplo, restrições sobre a capacidade do concedente de obter empréstimos e ele pode ter que concordar em pagar à concessionária uma taxa efetiva de juros mais próxima da taxa de empréstimos da concessionária, especialmente se é provável que a concessionária deva financiar o projeto mediante captação de empréstimos.

Essa é uma questão importante para o setor de concessões: considerando que muitos projetos são altamente alavancados, quanto mais baixa a taxa de juros utilizada, maior o valor justo atribuído aos serviços da concessionária, possivelmente resultando no reconhecimento de um lucro maior sobre os serviços de construção na parte inicial dos contratos e em lucros menores a partir de então, devido aos elevados custos líquidos dos empréstimos, até que os empréstimos da concessionária sejam pagos. Se houver expectativa de perdas em qualquer fase do projeto elas precisam ser reconhecidas por antecipação na parte inicial do mesmo, mediante provisionamento.

#### *4.1.1.1.2. Classificação do ativo financeiro*

A classificação do ativo financeiro segue a orientação da IAS 39:

- (a) empréstimo ou recebível
- (b) ativo financeiro disponível para venda; ou
- (c) ativo financeiro pelo valor justo por meio do resultado.

O valor devido pelo concedente será contabilizado a valor justo no reconhecimento inicial. Na maioria dos casos a classificação adotada será como “recebíveis”, sendo avaliado a partir de então ao custo amortizado usando o método de taxa efetiva de juros.

Teoricamente, é possível que a entidade designe um ativo financeiro resultante de um acordo de concessão de serviços como disponível para venda, mas provavelmente a maioria das entidades preferirá evitar a complexidade adicional de marcar o ativo financeiro a mercado, ainda que mudanças no valor justo (que não possam ser atribuídas a mudanças nas taxas de juros) sejam reconhecidas no patrimônio líquido e não no resultado. Contudo, se por outros motivos que não deterioração do crédito, a concessionária não puder recuperar substancialmente todo o valor inicial devido pelo concedente referente aos serviços de construção ou atualização (*upgrade*), o ativo financeiro não atenderia ao critério previsto na IAS 39 para classificação como empréstimo ou valor a receber e provavelmente teria que ser classificado como disponível para venda.

É improvável essa possibilidade de designar um ativo financeiro a valor justo contra resultado no reconhecimento inicial (não que seja provável que as empresas queiram fazer isso) visto que, na maioria dos casos, (com base na conclusão a que chegou o IFRIC, acima discutida) o ativo financeiro não contém um derivativo embutido.

#### *4.1.1.1.3. Receita financeira*

No caso do ativo financeiro ser classificado como empréstimo ou conta a receber ou como ativo financeiro disponível para venda, a receita de juros será adicionada ao valor contábil do ativo financeiro e reconhecida no resultado com base no método de taxa efetiva de juros, considerando-se que a IAS 32 e a IAS 39 se aplicam a qualquer ativo financeiro reconhecido de acordo com a IFRIC 12.

No caso de o ativo financeiro ser classificado como disponível para venda, ele deve ser remarcado a valor justo de mercado com um impacto direto no patrimônio. Entretanto, os juros calculados pelo método da taxa efetiva devem ser levados ao resultado. Isso significa que a receita de juros é a mesma seja o ativo financeiro classificado como empréstimo ou conta a receber, seja ele classificado como disponível para venda. A única diferença é que o ativo financeiro disponível para venda é refletido a valor justo, tendo a diferença entre o valor justo e seu custo amortizado “teórico” registrada no patrimônio.

Esses complicadores podem desestimular as empresas a classificar o ativo financeiro como disponível para venda.

#### *4.1.1.2. Ativo Intangível*

Em decorrência da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão parte a infraestrutura é classificada como ativo intangível, pois comprehende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado).

De acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível, a concessionária reconhece o ativo intangível pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

O ativo intangível de um contrato de concessão de serviços públicos é mensurado ao custo da contrapartida dada pelo concessionário em troca do direito de cobrar aos usuários dos serviços correspondentes. Esta contrapartida pode ser feita na forma de:

- (a) um montante de caixa ou equivalente de caixa;
- (b) pelo valor justo de qualquer outra remuneração dada para aquisição do ativo (ativos ou obrigações assumidas);
- (c) uma combinação das diversas contrapartidas acima.

##### *4.1.1.2.1. Reconhecimento e mensuração do ativo intangível*

O reconhecimento de um ativo intangível é condicionado ao atendimento à definição de intangível e aos critérios de reconhecimento (CPC 04 § 18). De uma forma geral, pode-se inferir que não alcançando o enquadramento como ativo financeiro, o direito de cobrar os

usuários pelos serviços prestados atenderia à definição e aos critérios de reconhecimento de ativo intangível.

O IFRIC concluiu que o ativo intangível recebido em troca de serviços de construção deve ser reconhecido de acordo com os princípios gerais aplicáveis aos contratos para troca de bens e serviços. Portanto, nos contratos de concessão de serviços, os ativos intangíveis não devem ser reconhecidos de imediato à medida que os contratos contenham obrigações cuja execução seja exigível como condição, o que geralmente é o caso quando eles são celebrados.

Durante a fase de construção do acordo, a concessionária efetivamente presta serviços de construção para o concedente em troca de um ativo intangível, a saber, o direito de cobrar aos usuários pelo uso da infraestrutura do serviço público por ela construída ou atualizada (*upgrade*).

Um ativo intangível é formado ao longo do período de construção do ativo da infraestrutura, mensurado ao valor justo dos serviços de construção que foram prestados. Esse ativo intangível é, de acordo com o IFRIC, o direito de receber a licença na conclusão da respectiva infraestrutura, de modo que o ativo acumulado na data de conclusão representará o custo para a concessionária da efetiva licença. Concomitantemente, a receita e os custos referentes a serviços de construção ou atualização (*upgrade*) serão classificados contabilmente de acordo com a IAS 11. Dessa forma, haverá reconhecimento de duas receitas, conforme já dito: de construção e de operação.

Quando o intangível é reconhecido antes dos desembolsos, seu custo de aquisição deve ser o valor presente dos gastos a serem incorridos.

Uma concessionária pode concordar em fazer expansões na infraestrutura que, esperase, devam gerar receitas adicionais no futuro. Por exemplo, a concessionária pode ampliar a rede de distribuição e, com base em seu direito de cobrar pelos serviços, ela obterá receitas de usuários recém conectados. Essas receitas serão cobradas de acordo com os termos da licença original concedida para a concessionária na conclusão da infraestrutura. O custo das obras de expansão será reconhecido a medida que os gastos sejam incorridos, com o correspondente aumento no valor do ativo intangível. Entretanto, esse custo será considerado não como um custo adicional do ativo intangível existente, a partir do início do contrato, mas sim como o custo de aquisição de um intangível adicional (o direito de cobrar usuários recém conectados).

#### *4.1.1.2.2. Mensuração do ativo intangível no momento do reconhecimento inicial*

De acordo com o modelo do ativo intangível, o concedente concede à concessionária um direito, que é a natureza de uma licença de cobrar os usuários dos serviços públicos em troca pela prestação de serviços de construção por parte da concessionária. Essa é uma transação que não envolve pagamento em dinheiro, ou seja, é uma permuta: troca-se a construção pelo direito de exploração do serviço.

A IAS 38 requer que os ativos intangíveis adquiridos em troca de ativos não monetários sejam mensurados a valor justo, a não ser que a troca não tenha substância econômica ou que o valor justo tanto do ativo recebido como do ativo concedido não sejam mensuráveis de forma segura. Se o valor justo do ativo recebido ou do ativo concedido pode ser mensurado de forma segura, então, “o valor justo do ativo concedido é usado para mensurar o custo, a não ser que o valor justo do ativo recebido seja mais claramente evidente”.

#### *4.1.1.2.3. Amortização do ativo intangível*

A IAS 38 requer que o ativo intangível seja amortizado ao longo da expectativa de vida útil do ativo para a entidade. A IAS 38 oferece uma série de métodos para ativos intangíveis com vidas úteis finitas, inclusive o método linear, o método de saldo decrescente e método de unidade de produção. O método usado deve ser selecionado com base no padrão de consumo esperado.

Por exemplo, numa concessão de serviços de pedágio, alguns defendem que o número de carros que usam a estrada poderia ser considerado um reflexo do padrão de consumo dos benefícios econômicos decorrentes do ativo intangível.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções

através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes, e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

#### *4.1.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória*

No Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e no Manual de Controle Patrimonial editados pela ANEEL estão definidos os critérios e procedimentos regulatórios para tratamentos contábeis e controles dos bens da infraestrutura vinculada às concessões de distribuição de energia elétrica.

No item 6.1.3 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico estabelece os seguintes principais conceitos relacionados à infraestrutura:

##### 6.1.3 Principais Premissas do Sistema de Contabilização

(b) adoção do sistema de Ordens em Curso, a seguir relacionadas, que representam um processo de registro, acompanhamento e controle para apuração de custos dentro do Sistema Patrimonial:

- Ordem de Compra - ODC: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores e será utilizada para apuração de custos referentes à aquisição de bens (materiais, matéria-prima e insumos, equipamentos etc.).
- Ordem de Imobilização - ODI: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração do custo do acervo em função do serviço público de energia elétrica. Nos casos de ampliação ou reforma, deve-se utilizar a ODI já existente, desde que constitua, no mínimo, uma Unidade de Adição e Retirada - UAR, podendo, no cadastro da ODI, ser identificada cada etapa na sua numeração sequencial.
- Ordem de Desativação - ODD: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração dos custos referentes à retirada (baixa) de bem integrante do ativo imobilizado. Cada ODD deverá estar vinculada a uma ODI existente.
- Ordem de Alienação - ODA: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração dos custos de alienações de bens.

O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE editado pela ANEEL atende a necessidade de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações do

Setor Elétrico brasileiro pelas concessionárias, permissionárias, autorizadas e pelo Órgão Regulador, para acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos em serviços outorgados de energia elétrica, tanto para fins tarifários como para fins de reversão.

Considerando a instituição da contabilidade regulatória e que a infraestrutura das distribuidoras de energia elétrica deve ser mensurada e divulgada pelos critérios de revisão tarifária, a Reavaliação Regulatória Compulsória foi estabelecida pela Resolução nº 396/10, nos artigos 3º a 6º e tem sua vigência para o exercício de 2011. Independentemente das empresas terem implementado o controle patrimonial previsto na Resolução nº 367/09, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão registrar contabilmente, para fins regulatórios, a reavaliação regulatória compulsória valorada com base no laudo de avaliação.

A diferença entre o valor registrado no ativo imobilizado a custo histórico e o valor de laudo de avaliação deverá ser contabilizado a débito/crédito do ativo imobilizado 132.XX e a crédito/débito da conta contábil 243.02 Ajustes de Avaliação Patrimonial, dependendo se o valor de laudo está maior ou menor que o registrado a custo histórico.

A diferença entre o valor homologado na data da última revisão tarifária, acrescido da movimentação das adições e baixas, até a data base de 31/12/2010 , e o saldo contábil em 31/12/2010 (custo histórico) deverá ser contabilizado no ativo imobilizado. O saldo contábil (regulatório) em 31/12/2011 deverá refletir os valores conforme os procedimentos acima indicados.

Para as empresas, cujas datas de revisão tarifária ocorreram em 2011, além do explicitado no parágrafo anterior, deverão considerar os valores estimados do ativo imobilizado da última posição do laudo de avaliação conhecido.

Ainda no § 1º do artigo 3º da Resolução 396 estabelece que:

§ 1º Para fins do registro contábil da reavaliação regulatória compulsória, o valor do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS referido no Caput, será ajustado pela exclusão e inclusão dos bens já baixados e adicionados, respectivamente, bem como da depreciação, entre a data base do AIS considerado na última revisão tarifária até a data de 31.12.2010. No caso das Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público, incluída na BRR, a mesma será ajustada pelas exclusões, inclusões e amortizações ocorridas no mesmo período, anteriormente especificado para o AIS.

No Art. 4º da Resolução 396 ficou estabelecido controle da reavaliação compulsória:

Art. 4º O registro contábil da reavaliação regulatória compulsória, prevista no art. 3º, desta Resolução, deverá constar do sistema de controle patrimonial, de forma que seja permitida sua identificação e respectivas movimentações, bem como da sua baixa, transferência, adições, depreciação e/ou amortização para fins do registro contábil.

Sobre a depreciação e amortização da infraestrutura, no Art. 5º ficaram estabelecidos conceitos a serem observados:

Art. 5º A parcela correspondente à depreciação e amortização calculada sobre a reavaliação dos subgrupos 132 – Ativo Imobilizado e 223 – Obrigações Vinculadas à Concessão de Serviço Público, contabilizada nos termos dos arts. 3º e 6º desta Resolução, deverão ser registradas contabilmente em conta de resultado, no subgrupo 615 – (-) Gastos Operacionais. A realização da reserva de reavaliação regulatória compulsória em decorrência da depreciação e/ou amortização, alienação ou baixa de bens de elementos do ativo será registrada contabilmente em contrapartida da conta 248.01 – Lucros Acumulados ou 248.51 – Prejuízos Acumulados, em conta contábil em registro suplementar após o 4º grau.

Sobre os critérios de depreciação, no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico constam orientações nas Instruções Contábeis:

#### ***“6.3.1 Depreciação/Amortização Acumulada”***

1. As imobilizações tangíveis serão reintegradas por meio de quota de depreciação, enquanto que as intangíveis e as despesas registradas no Ativo Diferido o serão por intermédio de quota de amortização, e apropriadas às subcontas 615.01.X.1 - Geração, 615.02.X.1 - Transmissão, 615.03.X.1 - Distribuição, 615.04.1.1 - Administração Central - Despesas de Administração Central e 615.05.X.1 - Comercialização, nas Naturezas de Gastos 53 - Depreciação e 55 - Amortização, respectivamente.

*As taxas anuais de depreciação dos bens vinculados ao setor elétrico estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCSPE pelo Órgão Regulador, deverão ser adotadas por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, inclusive os produtores independentes.”*

Para fim regulatório, a distribuidora de energia elétrica deve adotar a estrutura vigente no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, ou seja, como ativo imobilizado. Para a ANEEL, as premissas específicas para o ativo imobilizado regulatório são:

- garantir que o ativo imobilizado não seja afetado pela ICPC – 01.
- que os ativos estejam registrados contabilmente pelo valor do Laudo de Avaliação.

Para o registro contábil da reavaliação regulatória, deve ser utilizado o valor homologado na Revisão Tarifária do 2º Ciclo da concessionária como referência. O registro é pela diferença entre o valor contábil a custo histórico na data base de 31/12/2010 e o valor do laudo de avaliação homologado pela ANEEL. Os efeitos dessa reavaliação regulatória compulsória deverão ser refletidas no exercício de 2011, independentemente de a empresa ter implementado o controle patrimonial nos moldes da Resolução nº 367/09.

O novo valor contabilizado será atualizado somente na ocasião da revisão tarifária, ou seja, de 4 em 4 anos ou de 3 em 3 anos, dependendo do ciclo.

A partir do 2º ciclo de revisão tarifária as quotas de reintegração acumulada das obrigações vinculadas devem ter como contrapartida a despesa de depreciação para que o efeito no resultado seja anulado, uma vez que esse valor não é mais considerado na tarifa.

#### 4.2. Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios compreendem as diferenças de orçado e realizado dos custos não gerenciáveis considerados nos cálculos das tarifas, assim definidos pela ANEEL, incluídos na Conta de Compensação da Variação dos Custos da “Parcela A” – CVA, e ainda não repassados às tarifas de fornecimento de energia elétrica. Os referidos custos integram a base das revisões e reajustes tarifários e são apropriados ao resultado, à medida que a receita correspondente é faturada aos consumidores conforme determinado nas Portarias Interministeriais nº 25 e nº 116, de 24 de janeiro de 2002 e 04 de abril de 2003 respectivamente, e disposições complementares da ANEEL. O saldo dessa conta é atualizado com base na taxa de juros utilizada pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia – Selic.

Desde 2001 até as demonstrações contábeis encerradas em 31 de dezembro de 2009, para fins de demonstrações contábeis societárias, as empresas de energia elétrica no Brasil estavam reconhecendo de forma recorrente, ativos e passivos regulatórios, de acordo com o “Comunicado IBRACON nº 01/02”, comunicado esse que foi preparado, embora não exatamente igual, utilizando como base as práticas contábeis norte-americanas - US GAAP, em particular o SFAS 71 – Contabilização de Certos Tipos de Regulação.

##### *4.2.1. Prática contábil pela contabilidade societária*

Até 2002 no Brasil não era contabilizado ativos e passivos regulatórios, mas com o evento do racionamento de energia elétrica no Brasil que ocorreu no segundo semestre de 2001 e início de 2002, houve necessidade de definições sobre contabilização de diversos direitos e obrigações que surgiram naquele período e criação de mecanismos legais para apurar diferenças entre estimativas de custos e receitas nos mecanismos de cálculo de tarifas e valores realizados.

Na época (em 2002) quando introduziu a contabilização de ativos e passivos regulatórios no Brasil, por falta de literatura contábil na época no Brasil, o Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON buscou contribuir com definições de orientações sobre as contabilizações destes direitos e obrigações. No próprio Comunicado Técnico ficou explícito:

#### *BASE PARA O REGISTRO CONTÁBIL*

Como mencionado no início deste Comunicado, os eventos ocorridos no setor de geração e distribuição de energia elétrica resultante, principalmente, da criação do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica foram inusitados, não existindo na literatura contábil brasileira tratamento específico para os resultados desses eventos tão significativos e da solução encontrada com a edição da Medida Provisória no. 14 e da Resolução GCE no. 91.

O IBRACON indicou no Anexo ao Comunicado Técnico do Ibracon 01/2002, que como forma de auxiliar na solução do tema, recorreu à literatura internacional, principalmente àquela produzida nos Estados Unidos aplicável às empresas reguladas. Esse assunto está tratado naquele país, principalmente no FAS - 71 (Contabilização de certos tipos de regularização), editado pelo Financial Accounting Standards Board. Ainda, no Comunicado Técnico do Ibracon consta:

Em adição aos conceitos e conclusões discutidos neste item, encontra-se no Anexo I resumo dos principais tópicos da literatura norte-americana sobre esse assunto, aplicável naquele país no período em que o mercado de energia elétrica tinha características semelhantes às encontradas no mercado brasileiro atualmente.

Desta forma até o encerramento das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2009, os ativos e passivos regulatórios eram registrados contabilmente nas demonstrações contábeis societárias.

No Ofício Circular nº. 2775/2008-SFF/ANEEL, de 24 de dezembro de 2008, foi observado que, em reunião realizada entre a ANEEL e o IBRACON, o registro de ativos e passivos regulatórios não poderia ser admitido de acordo com o item 58 do Pronunciamento Conceitual Básico: Estrutura para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis do CPC. Entretanto, em função de diversas manifestações das concessionárias do setor elétrico, a ANEEL editou Ofício onde, entre outros itens, cancelou as considerações que havia apresentado anteriormente no Ofício 2775/2008.

A análise quanto à inadmissibilidade do registro de ativos e passivos regulatórios surgiu em decorrência do processo de convergência às normas internacionais de contabilidade uma vez que o International Accounting Standard Board - IASB havia dado essa orientação. Entretanto, em dezembro de 2008, o IASB decidiu colocar em sua agenda para o ano de 2009

a análise de atividades com tarifas reguladas, mais especificamente para rever o tratamento contábil a ser dado ao registro de ativos e passivos regulatórios. Em razão dessa análise que será efetuada pelo IASB, foi decidido por não haver alteração nos critérios utilizados até o momento para registro de ativos e passivos regulatórios.

Em Comunicado Técnico editado em 2009 pelo Ibracon, há a indicação que o Comunicado Técnico IBRACON 01/02 ainda continuava em vigor e que a indústria e a profissão no Brasil já haviam concluído que a forma da operação dessa indústria no Brasil e os contratos de concessão com o órgão regulador garantem o recebimento do ativo regulatório gerado em determinado ano, em períodos subsequentes, via tarifa.

Assim sendo, conclui-se que para o exercício de 2009, os ativos e passivos regulatórios ainda seriam registrados pelas empresas de enérgetica elétrica no Brasil seriam mantidos nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Adicionalmente, a ANEEL manifestou-se no Ofício de Encerramento que se as companhias distribuidoras de energia elétrica vierem a retirar ativos e passivos regulatórios de suas Demonstrações contábeis, a ANEEL exigirá que a distribuidora prepare demonstrações contábeis específicas (demonstrações contábeis regulatórias) e auditadas incluindo os ativos e passivos regulatórios.

Em função da harmonização da contabilidade brasileira à contabilidade internacional, concluída na preparação das demonstrações contábeis societárias encerradas em 31 de dezembro de 2010, comparativamente com 01 de janeiro e 31 de dezembro de 2009, com base na Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual), as distribuidoras de energia elétricas passaram a não contabilizar as diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

De acordo com o CPC Estrutura Conceitual, o ativo é um recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e para o qual são esperados que benefícios econômicos fruam para a entidade. A argumentação é que para a empresa receber este ativo regulatório, o evento que deve acontecer é a entrega da energia, que vai ocorrer no futuro.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos CPC's (01/01/2009) foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

Em 2009 o IASB havia editado Exposure Draft indicando caminho para o reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios, porém considerando a diversidade

de manifestações a favor e contrárias, o próprio IASB suspendeu o projeto e indicou que retomará o tema após nova análise interna. Havia previsão para que o tema tivesse sido retomado em 2011, porém até 2012 não foi retomado.

A CVM, por meio do Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 001/2011 indicou que:

O reconhecimento de ativos e passivos financeiros têm sido debatido pelo IASB desde 2005, culminando na emissão em julho de 2009 do Exposure Draft ED/2009/8 – Rate-Regulated Activities. Encerrado o período de audiência pública, o IASB iniciou discussões sobre o projeto nas reuniões de fevereiro, junho e setembro de 2010, culminando na constatação da falta de consenso relacionada à definição se o registro dos ativos e passivos regulatórios estaria de acordo com a estrutura conceitual das IFRS.

Assim sendo, temos que o arcabouço normativo do IASB, e consequentemente do CPC, não contém norma específica sobre o tema, o que nos remete à observância dos itens 10, 11 e 12 da deliberação CVM 592/09, que aprovou o CPC 23 - políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro:

10. Na ausência de Pronunciamento, Interpretação ou Orientação que se aplique especificamente a uma transação, outro evento ou condição, a administração exercerá seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil que resulte em informação que seja:

- a. relevante para a tomada de decisão econômica por parte dos usuários; e
- b. confiável, de tal modo que as demonstrações contábeis:
  - i. representem adequadamente a posição patrimonial e financeira, o desempenho financeiro e os fluxos de caixa da entidade;
  - ii. reflitam a essência econômica de transações, outros eventos e condições e, não, meramente a forma legal;
  - iii. sejam neutras, isto é, que estejam isentas de viés;
  - iv. sejam prudentes; e
  - v. sejam completas em todos os aspectos materiais.

11. Ao exercer os julgamentos descritos no item 10, a Administração deve consultar e considerar a aplicabilidade das seguintes fontes por ordem decrescente:

- a. os requisitos e a orientação dos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações que tratem de assuntos semelhantes e relacionados; e
- b. as definições, os critérios de reconhecimento e os conceitos de mensuração para ativos, passivos, receitas e despesas contidos na Estrutura Conceitual.

12. Ao exercer os julgamentos descritos no item 10, a administração pode também considerar as mais recentes posições técnicas assumidas por outros órgãos normatizadores contábeis que usem uma estrutura conceitual semelhante à do CPC para desenvolver pronunciamentos de contabilidade, ou ainda, outra literatura contábil e práticas geralmente aceitas do setor, até o ponto em que estas não entrem em conflito com as fontes enunciadas no item 11".

Para fins de transição para os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC, foram revertidos os saldos dos ativos e passivos regulatórios, em função de orientação emitida pelo IASB a respeito desse tema, sobre o qual entende-se que a realização dos ativos e passivos regulatórios dependem de evento futuro incerto.

Há concessionárias que divulgam em nota explicativa os saldos de ativos e passivos regulatórios e outras não realizam a referida divulgação nas demonstrações contábeis societárias.

#### *4.2.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória*

No conceito regulatório, trata-se de valores realizáveis ou exigíveis em decorrência do contrato de concessão, que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e apresentar a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, no processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis.

A contabilização de ativos e passivos regulatórios foi admitido pela ANEEL na mesma época a partir de 2002 e pautada nos mesmos conceitos e contextos descritos no item 4.2.1, acima, mas diferentemente ao que ocorreu nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2010, nas demonstrações contábeis regulatórias a ANEEL exige que os ativos e passivos estejam contabilizados e divulgados.

A ANEEL tem editado anualmente nos últimos anos o denominado Ofício ou Despacho de Encerramento e que ano após ano mantém orientações expressas de que os ativos e passivos regulatórios devem ser contabilizados e divulgados nas demonstrações contábeis regulatórias.

Os principais temas que geram ativos e passivos regulatórios nas distribuidoras de energia elétrica e que estão registrados nas demonstrações financeiras societárias:

- ✓ Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários

anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

✓ Repasse de Sobrecontratação de Energia (Energia Excedente)

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

✓ Neutralidade da Parcela A - Encargos Setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

✓ Programa Social Luz para Todos

A Resolução Normativa ANEEL nº 294, de 11 de dezembro de 2007 estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos.

✓ Subvenção - Baixa Renda

Refere-se a subsídios concedidos aos consumidores com direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (Baixa Renda).

✓ Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à exposição CCEAR, garantias financeiras de leilão, parcela de ajuste conexão e rede básica e concatenação CUSDs.

No saldo de Outros ativos não afetados estão incluídos as demais despesas pagas antecipadamente que não apresentam diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias.

#### 4.3. Receita e Custo de Construção

Na contabilidade societária a infraestrutura está reconhecida de acordo com a ICPC 01, que estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

Considerando que na contabilidade regulatória não foi aceito a aplicação da ICPC 01, ou seja, que a infraestrutura é mantida classificada no imobilizado, não há qualquer impacto nos resultados das empresas por qualquer tipo de impacto de receita ou mesmo de custo de construção.

##### *4.3.1. Prática contábil pela contabilidade societária*

A distribuidora deve contabilizar receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Ficou entendido entre todas as distribuidoras de energia elétrica no Brasil que a margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (ii) a distribuidora terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

As despesas correspondentes às receitas de construção devem ser reconhecidas segundo a IAS 11, parágrafo 16 e podem ser de três tipos: custos relacionados diretamente ao contrato específico (mão de obra, materiais, depreciação, aluguel, entre outros); custos que sejam atribuíveis à atividade de contratos em geral e podem ser alocados a contratos específicos (seguros, assistência técnica, gastos gerais), e outros custos que sejam debitáveis diretamente ao concedente, nos termos do contrato.

Não podem ser considerados custos de construção as despesas administrativas não especificadas no contrato, despesas de vendas; gastos com pesquisa e desenvolvimento não relacionados com o contrato, e ainda depreciação de instalações e equipamentos não usados na atividade do contrato. Tais gastos não são reembolsáveis, ou seja, o poder concedente não os remunera.

O reconhecimento da receita e dos gastos deve levar em consideração se o resultado com a transação pode ser estimada com confiabilidade ou não.

Quando a operadora prestar mais de um serviço por força de um contrato de concessão de serviço (por exemplo, serviços de construção ou de melhoria e de operação), o total da contraprestação recebida ou a receber deve ser alocado “com base nos valores justos relativos dos serviços prestados, quando os valores sejam passíveis de serem identificados separadamente.” (IFRIC 12 § 13)

Um contrato de concessão de serviço típico deve ser segregado em pelo menos dois componentes, a saber: um componente de construção abrangido pelo escopo da norma IAS 11 e um elemento de serviço abrangido pelo escopo da norma IAS 18. Os critérios de segmentação da norma IAS 11 se aplicam apenas ao componente de construção e não ao contrato de concessão como um todo, ou ao elemento de serviço. Consequentemente, margens de lucro diferentes devem ser reconhecidas sobre os diferentes componentes de um mesmo contrato.

Segundo os modelos de ativo financeiro e de ativo intangível, a concessionária deve contabilizar receita e custos relativos a serviços de construção (ou melhoria) de acordo com a norma IAS 11.

Esse requisito é um ponto específico uma vez que, segundo o modelo de ativo intangível, o valor da receita total reconhecida pela operadora é superior ao valor total dos

fluxos de caixa durante o termo do contrato.

De acordo com o IFRIC, o motivo para o “duplo” reconhecimento da receita é que, quando a operadora recebe um ativo intangível em troca de serviços de construção, existem dois conjuntos de fluxos de entradas e de saídas em vez de um. Para se entender melhor é preciso antecipar algo que será mais bem descrito à frente: quando da construção, a concessionária reconhece uma receita pelo valor justo dessa construção e descarrega contra ela todo o custo da construção, reconhecendo um lucro nessa atividade.

A contrapartida da receita é o valor do direito de concessão reconhecido na forma de ativo intangível, que é amortizado, posteriormente, contra as receitas da operação. A receita da primeira fase, portanto, transforma-se em parte das despesas da segunda, anulando-se ao longo do tempo, mas permitindo mensurar economicamente melhor a construção separadamente da operação.

#### *4.3.2. Prática contábil pela contabilidade regulatória*

Considerando que na contabilidade regulatória não foi aceito a aplicação da ICPC 01, ou seja, que a infraestrutura é mantida classificada no imobilizado, não há qualquer impacto nos resultados das empresas por qualquer tipo de impacto de receita ou mesmo de custo de construção.

Neste capítulo foram detalhadas as práticas contábeis dos principais temas que compreendem as diferenças entre a contabilidade societária e a regulatória. As principais diferenças estão no tratamento contábil da infraestrutura e dos ativos e passivos regulatórios. A infraestrutura é classificada na contabilidade regulatória como imobilizado e é mensurada pelo conceito de reavaliação periódica compulsória e para fins societários é classificada no modelo bifurcado da aplicação da ICPC 01 – Contratos de Concessão, ou seja, parte da infraestrutura é classificada no ativo intangível e parte no ativo financeiro. Em decorrência da aplicação da ICPC 01, na contabilidade societária há a contabilização de custos e receitas de construção, enquanto que na contabilidade regulatória não há esse evento contábil. Quanto aos ativos e

## 5. METODOLOGIA DA PESQUISA

A metodologia aplicada para elaboração da dissertação é a bibliográfica, documental e pesquisa em demonstrações contábeis. Esta dissertação foi principalmente preparada com base em normas de contabilidade adotadas no Brasil e que estão harmonizadas às normas internacionais de contabilidade, livros de renomados escritores brasileiros e internacionais, bem como, no arcabouço regulatório do setor elétrico, em especial que são aplicáveis às distribuidoras de energia elétrica. A investigação bibliográfica e documental foi efetuada com o intuito de buscar definição para os conceitos importantes, tais como: ativos e passivos regulatórios, base de remuneração e contratos de concessão.

Esta pesquisa teve como principal foco reunir a base teórica reconhecida como íntegra e confiável. Desta forma, o autor pautou nas normas de contabilidade societária e regulatória, tais como normas editadas pelo Conselho Federal de Contabilidade, demonstrações contábeis societárias e regulatórias de companhias de capital aberto e leis aprovadas por órgãos competentes, entre os quais a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Conforme já indica o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com contratos de concessão firmados e no presente trabalho de pesquisa, pela maior disponibilidade de informações, foram selecionadas as distribuidoras de energia elétrica de capital aberto, ou seja, 25 companhias, mas que 8 delas não haviam disponibilizado as demonstrações contábeis regulatórias e que, desta forma, a pesquisa foi realizada com 14 companhias de capital aberto. Presume-se que tais empresas, além de serem as mais importantes do ponto de vista dos participantes do mercado de capitais, sejam as mais complexas em termos de negócios, o que torna a amostra suficiente para se conhecer, ao menos razoavelmente, quais os impactos mais significativos nos setores (embora não se possa generalizar os resultados da análise).

A análise das demonstrações contábeis constitui-se num processo que objetiva a avaliação da situação da empresa em seus aspectos operacionais, econômicos, patrimoniais e financeiros, através de índices que são calculados a partir das próprias demonstrações. Através destes índices, os sócios, administradores, empregados, fornecedores, bancos, e outras interessadas, poderão tomar ciência da situação da empresa e tomarem decisões.

As etapas a seguir devem ser seguidas na realização da análise de balanços.

### 5.1. Técnica de Coleta de Dados

Esta etapa consiste na extração de dados das demonstrações contábeis societárias e regulatórias. Esses dados serão utilizados para demonstrar as diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias. Serão reunidos saldos de contas de ativos e de resultado do exercício que estão ou estariam sendo afetadas pela prática contábil societária e regulatória.

A técnica utilizada na coleta dos dados foi a Pesquisa Documental que, segundo Lakatos & Marconi (2001, p. 174) caracteriza-se pelo fato de que “...a fonte de coleta de dados está restrita a documentos, escritos ou não, constituindo o que se denomina de fontes primárias. Estes podem ser feitos no momento em que o fato ou fenômeno ocorre ou depois...”

Ainda sobre pesquisa bibliográfica, Lakatos & Marconi (2001, p. 44), afirmam que:

A pesquisa bibliográfica, também conhecida como de fontes secundárias, é um levantamento de dados da qual se utiliza, livros publicados, revistas, imprensa escrita, jornais e outros meios de comunicação, com o propósito de manter o pesquisador em contato direto com tudo o que foi escrito sobre determinado assunto.

Os documentos selecionados para análise foram as Demonstrações Contábeis Societárias e Regulatórias das 25 distribuidoras de energia elétrica de capital aberto que deveriam disponibilizar ambas as demonstrações contábeis ao público em geral. Assim, do total das distribuidoras, foram desconsideradas 8 distribuidoras por não terem disponibilizado suas demonstrações contábeis regulatórias, conforme requerido pela ANEEL.

A escolha das distribuidoras de capital aberto ocorreu em função da disponibilidade de consulta de suas informações contábeis no site da CVM, ANEEL e sites das próprias distribuidoras.

Os dados utilizados na investigação tiveram como base as demonstrações contábeis societárias e regulatórias publicadas pelas distribuidoras e foram avaliados sob o ponto de vista quantitativo e qualitativas.

### 5.2. Exame e padronização

Esta etapa consiste em verificar se as demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as normas editadas pelo CPC (contabilidade societária) e normas regulatórias editadas principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (contabilidade

regulatória), com a observância na composição de cada grupo de contas e de cada conta que compõe o Balanço Patrimonial e a Demonstração do Resultado do Exercício.

### 5.3. Interpretação dos dados

Nesta etapa os dados comparativos reunidos das distribuidoras de energia elétrica são destacados e as diferenças são apontadas e descritas.

O quadro abaixo demonstra as distribuidoras de capital aberto que foram selecionadas para amostra, a partir de informações coletada do *site* da CVM:

<b>Código na CVM</b>	<b>Denominação social</b>	<b>Denominação comercial</b>
4524	Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA	COELBA
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	COELCE
14362	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	CELPE
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	COSERN
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	CEEE-D
8036	Light Serviços de Eletricidade S.A.	LIGHT
16527	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	AES SUL
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	CPFL - PIRATININGA
16985	Bandeirante Energia S/A	BANDEIRANTE
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	AMPLA
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	ELEKTRO
16535	Rio Grande Energia S.A.	RGE
14176	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	AES ELETROPAULO
20303	Cemig Distribuições S/A	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	CELESC DISTRIBUIÇÃO
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA	CELPA
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	CEMAT
3271	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A	ENERGISA MINAS GERAIS
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	ENERSUL
14451	Companhia Energética de Brasília - CEB	CEB
16608	Companhia Energética Do Maranhão - CEMAR	CEMAR
18996	Energisa Sergipe - Distribuidora De Energia S/A	ENERGISA SERGIPE
14311	Companhia Paranaense de Energia	COPEL
3824	Companhia Paulista de Forca Luz - CPFL	CPFL
15342	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	ESCELSA

Quadro 5 – Distribuidoras de Energia Elétrica de Capital Aberto  
Fonte: Elaborada pelo autor

Todas as companhias acima listadas haviam divulgados no *site* da CVM as demonstrações contábeis societárias do exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Entretanto, até dia 06 de agosto de 2012, apesar do prazo da ANEEL de divulgação ter sido até 31 de maio de 2012, nem todas haviam divulgado as demonstrações contábeis regulatórias, assim, da amostra acima listada, as seguintes distribuidoras de energia elétrica não estão sendo objeto de análises no presente trabalho de pesquisa:

<b>Código na CVM</b>	<b>Denominação social</b>	<b>Denominação comercial</b>
8036	Light Serviços de Eletricidade S.A.	LIGHT
16985	Bandeirante Energia S/A	BANDEIRANTE
16535	Rio Grande Energia S.A.	RGE
20303	Cemig Distribuições S/A	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A
3271	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A	ENERGISA MINAS GERAIS
16608	Companhia Energética Do Maranhão - CEMAR	CEMAR
18996	Energisa Sergipe - Distribuidora De Energia S/A	ENERGISA SERGIPE
15342	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	ESCELSA

Quadro 6 – Distribuidoras de Energia Elétrica de Capital Aberto que não estão sendo objeto de análises

Fonte: Elaborada pelo autor

## 6. ANÁLISE E RESULTADOS DA PESQUISA

O objetivo deste capítulo é de analisar as diferenças de práticas contábeis entre as demonstrações contábeis societárias e demonstrações contábeis regulatórias das companhias abertas de distribuição de energia elétrica selecionadas.

Por meio das análises de quadros preparados para demonstrar as diferenças de práticas contábeis societárias e regulatórias nos balanços da referida data-base de 31 de dezembro de 2011, busca-se confirmar se houve uniformidade de aplicação ou falta de aplicação de práticas contábeis requeridas por meio das normas societárias e regulatórias.

As análises são realizadas para o conjunto de empresas que fazem parte da pesquisa e, com objetivo de apresentar mais detalhes sobre temas específicos foi selecionada a demonstração contábil regulatória de 31 de dezembro de 2012 da Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA. A COELBA é a distribuidora de referência da ANEEL na revisão tarifária, assim, está sendo utilizada a mesma referência no presente estudo.

Já na nota 1 – Contexto Operacional das demonstrações contábeis regulatórias, a COELBA divulgou premissas regulatórias que entende serem relevantes:

O modelo econômico do Setor Elétrico Brasileiro apresenta peculiaridades que devem ser levadas em consideração:

- As concessionárias ou permissionárias desenvolvem suas atividades suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão;
- As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência das concessionárias ou permissionárias e a acuracidade das informações contábeis/financeiras;
- Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;
- O contrato de concessão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a concessionária ou permissionária devidamente resarcida pelo valor desses bens, determinado conforme normas estabelecidas pela legislação aplicável.

## 6.1. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Ativos Totais das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011

As diferenças de práticas contábeis entre demonstrações contábeis regulatórias e societárias afetam a mensuração e classificação de componentes dos ativos nos balanços contábeis das distribuidoras. Na tabela a seguir são apresentados os totais destas diferenças entre as duas contabilidades:

Tabela 2 – Comparativo dos Ativos Totais das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011.

Código na CVM	Denominação social	Em milhares de R\$			
		Demonstrações Contábeis Regulatórias	Diferença	Demonstrações Contábeis Societárias	
		R\$	%		
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA	6.793.090	655.248	10%	6.137.842
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	3.427.239	74.271	2%	3.352.968
14362	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	4.580.355	522.837	11%	4.057.518
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	1.929.803	248.165	13%	1.681.638
	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica				
20648	Elétrica	4.098.752	269.581	7%	3.829.171
16527	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	2.891.642	240.759	8%	2.650.883
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	2.735.826	344.187	13%	2.391.639
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	4.706.277	47.768	1%	4.658.509
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	3.763.203	344.388	9%	3.418.815
	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.				
14176	Paulo S.A.	11.521.316	755.335	7%	10.765.981
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	4.436.954	(60.317)	-1%	4.497.271
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A – CELPA	3.865.101	(493.010)	-13%	4.358.111
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	3.242.777	(304.278)	-9%	3.547.055
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	2.003.051	120.605	6%	1.882.446
14451	Companhia Energética de Brasília – CEB	1.983.449	1.329.374	67%	654.075
14311	Companhia Paranaense de Energia	6.335.584	1.294.409	20%	7.629.993
3824	Companhia Paulista de Forca Luz – CPFL	6.300.384	538.638	9%	5.761.746

Fonte: Elaborada pelo autor

As principais causas que provocam diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias estão em: 1) mensuração da infraestrutura: na societária é essencialmente pelo custo (exceto por eventualmente alguma distribuidora ter reavaliado o então ativo imobilizado até 2007) e a regulatória é mensurado pelo valor novo de reposição, assim, provocando diferença na depreciação lançada no resultado; e 2) ativos e passivos regulatórios: contabilizado para fins regulatórios e não permitido contabilizar para fins societários.

As demonstrações contábeis regulatórias das distribuidoras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico brasileiro, definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

As demonstrações contábeis societárias das distribuidoras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB

Nas demonstrações financeiras regulatórias Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011 estão mais bem resumidas as diferenças de práticas contábeis societárias com as práticas regulatórias:

- CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis:

Esse pronunciamento, dentre outros conceitos, estabelece as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas e não reconhecem nas demonstrações contábeis os valores estimados de ativos e passivos regulatórios (diferença entre os custos incluídos na tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia), por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Desta forma, os direitos ou compensações de ativos e passivos regulatórios somente são refletidos nas demonstrações contábeis no momento do consumo de energia elétrica por parte dos consumidores.

- ICPC 01 – Contratos de Concessões (IFRIC 12):

Esse pronunciamento estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e é aplicável para situações em que o poder concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço, e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado e amortizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de Resultados Abrangentes no Patrimônio Líquido.

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que refletia o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes, e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

A ANEEL considerando que as aplicações dos procedimentos contábeis societários acima mencionados impedem: (i) a divulgação de um conjunto de informações que representem adequadamente a situação econômico-financeira das concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica em consonância com o modelo

regulatório tarifário que permita a apresentação da realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração; e (ii) a manutenção das informações contábeis referentes à composição dos ativos vinculados à concessão de energia elétrica, sujeitos à reversão, para fins de atendimento às atividades de fiscalização e prestações de informações dos investimentos no setor elétrico, resolve instituir a Contabilidade Regulatória através da Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010.

As diferenças identificadas entre o ativo intangível societário e regulatório são decorrentes da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) e OCPC 05 – Contratos de Concessão na contabilidade societária. Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços. A partir da adoção desse procedimento o ativo imobilizado foi bifurcado em ativo intangível e financeiro.

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, Capítulo I, a infraestrutura regulatória em a societária é mensurada pelo conceito da reavaliação regulatória compulsória, assim o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição – VNR do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária e dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis Ativo Imobilizado e Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais), respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da conta contábil específica do Patrimônio Líquido – Reserva de Reavaliação.

Em função da atividade de distribuição de energia elétrica ser uma atividade regulada e com as mesmas práticas contábeis, a expectativa era de que as diferenças, em termos percentuais, seriam similares. Entretanto, o que pode se observar na Tabela 2 é que isso não ocorreu nas análises apresentadas sobre patrimônio líquido. Considerando a forma simples de preparação das demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2011, não há detalhes sobre quais as causas de efeitos diferentes no patrimônio líquido entre as companhias pesquisadas. Adiante será apresentado que há companhias que não contabilizaram a reavaliação compulsória da infraestrutura, sendo um dos motivos de falta de uniformidade de práticas contábeis regulatórias e sendo um dos motivos das variações nos percentuais de impactos na análise de diferenças de práticas contábeis regulatórias e societárias.

6.2. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Patrimônios Líquidos das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011

As diferenças de práticas contábeis entre demonstrações contábeis regulatórias e societárias afetam os patrimônios líquidos das distribuidoras. Na tabela a seguir são apresentados os totais destas diferenças entre as duas contabilidades:

Tabela 3 – Comparativo dos Patrimônios Líquidos das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias de 31/12/2011

Código na CVM	Denominação social	Em milhares de R\$			
		Demonstrações Contábeis Societárias	R\$	Diferença %	Demonstrações Contábeis Regulatórias
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA	2.868.868	570.931	20%	2.297.937
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	1.381.381	(89.641)	-6%	1.471.022
14362	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	2.058.915	451.621	22%	1.607.294
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	986.557	216.809	22%	769.748
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	1.335.688	109.770	8%	1.225.918
16527	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	781.026	(43.981)	-6%	825.007
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	484.481	95.501	20%	388.980
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	1.551.055	(84.681)	-5%	1.635.736
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	1.365.721	(2.923)	0%	1.368.644
14176	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	3.107.562	(902.149)	-29%	4.009.711
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	1.339.959	(144.484)	-11%	1.484.443
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA	149.218	(351.279)	-235%	500.497
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	926.663	(350.496)	-38%	1.277.159
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	846.844	58.599	7%	788.245
14451	Companhia Energética de Brasília - CEB	705.471	187.156	27%	518.315
14311	Companhia Paranaense de Energia	3.790.355	124.520	3%	3.665.835
3824	Companhia Paulista de Forca Luz - CPFL	1.152.144	254.160	22%	897.984

Fonte: Elaborada pelo autor

As diferenças entre o patrimônio líquido societário e regulatório são decorrentes de:

- a) Não reconhecimento na contabilidade societária dos ativos e passivos regulatórios, definidos como mecanismos de reposição de perdas e ganhos incorridos pelas empresas e

englobam as variações positivas e negativas entre custos incorridos pelas distribuidoras e os custos estabelecidos no último reajuste tarifário anual.

b) Adoção na contabilidade societária do CPC 17 - Contratos de Construção. Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

c) Adoção na contabilidade societária do ICPC 01 e OCPC 05 - Contratos de Concessão.

Registro na contabilidade regulatória da reavaliação compulsórias dos bens que compõem o ativo imobilizado, líquido de depreciação acumulada e obrigações especiais.

Na nota explicativa 11 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2012, a COELBA apresentou o seguinte texto de explicaçāo das diferenças de práticas contábeis:

Conforme Resolução ANEEL nº.396 de 23 de fevereiro de 2010, foi registrada contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição – VNR do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e obrigações especiais, em contrapartida do Patrimônio Líquido – Reserva de Reavaliação. Vide comentários adicionais na nota explicativa nº 8, item c.

### 6.3. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

As diferenças de práticas contábeis entre demonstrações contábeis regulatórias e societárias afetam os resultados dos exercícios das distribuidoras. Na tabela a seguir são apresentados os totais destas diferenças entre as duas contabilidades:

Tabela 4 – Comparativo dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

Código na CVM	Denominação social	Em milhares de R\$			
		Demonstrações Contábeis Regulatórias	Diferença		Demonstrações Contábeis Societárias
			R\$	%	
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA	592.111	(158.379)	-27%	750.490
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	377.585	(93.597)	-25%	471.182
14362	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	239.608	(43.808)	-18%	283.416
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	176.940	(55.188)	-31%	232.128
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	(238.479)	(35.587)	15%	(202.892)
16527	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	132.234	(114.055)	-86%	246.289
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	219.098	(89.335)	-41%	308.433
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	171.373	(38.979)	-23%	210.352
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	311.615	(180.821)	-58%	492.436
14176	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	1.340.401	(231.704)	-17%	1.572.105
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	196.825	(90.586)	-46%	287.411
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA	(409.702)	(18.540)	5%	(391.162)
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	(9.025)	(155.909)	1728%	146.884
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	130.045	(21.750)	-17%	151.795
14451	Companhia Energética de Brasília - CEB	(170.695)	(167.545)	98%	(3.150)
14311	Companhia Paranaense de Energia	601.436	2.516	0%	598.920
3824	Companhia Paulista de Forca Luz - CPFL	537.212	(76.095)	-14%	613.307

Fonte: Elaborada pelo autor

Na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2012, a COELBA divulgou as seguintes informações sobre as diferenças entre resultado societário e regulatório:

As diferenças entre o resultado do exercício societário e regulatório são decorrentes de:

**(a)** Não reconhecimento na contabilidade societária dos ativos e passivos regulatórios, definidos como mecanismos de reposição de perdas e ganhos incorridos pelas empresas e englobam as variações positivas e negativas entre custos incorridos pelas distribuidoras e os custos estabelecidos no último reajuste tarifário anual.

**(b)** Adoção na contabilidade societária do CPC 17 - Contratos de Construção. Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado. Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é

transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

(c) Adoção na contabilidade societária do ICPC 01 e OCPC 05 - Contratos de Concessão.

Registro na contabilidade regulatória da reavaliação compulsórias dos bens que compõem o ativo imobilizado, líquido de depreciação acumulada e obrigações especiais.

#### 6.4. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis no Comparativo dos Totais de Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

Os critérios de mensuração das infraestruturas nas demonstrações contábeis societárias e regulatórias provoca uma das principais diferenças entre as contabilidades societária e regulatória. Na tabela a seguir são apresentados os totais destas diferenças entre as duas contabilidades:

Tabela 5 – Comparativo dos Totais de Depreciação nos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

Código na CVM	Denominação social	Em milhares de R\$			
		Demonstrações Contábeis Regulatórias		Diferença R\$	Demonstrações Contábeis Societárias
		R\$	%		
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA	(401.326)	42%	(167.124)	(234.202)
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	(160.357)	17%	(26.837)	(133.520)
14362	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	(160.337)	14%	(22.095)	(138.242)
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	(77.149)	32%	(24.545)	(52.604)
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	(75.184)	93%	(69.794)	(5.390)
16527	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	(110.088)	22%	(24.360)	(85.728)
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	(111.686)	40%	(44.216)	(67.470)
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	(195.683)	7%	(13.451)	(182.232)
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	(229.217)	97%	(222.486)	(6.731)
14176	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	(527.693)	5%	(24.353)	(503.340)
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	(110.519)	-29%	32.513	(143.032)
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA	(139.087)	5%	(7.041)	(132.046)
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	(134.025)	0%	-	(134.025)
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	(70.786)	0%	15	(70.801)
14451	Companhia Energética de Brasília - CEB	(218.450)	75%	(162.751)	(55.699)
14311	Companhia Paranaense de Energia	(133.255)	-94%	125.652	(258.907)
3824	Companhia Paulista de Força Luz - CPFL	(163.786)	-53%	86.511	(250.297)

Fonte: Elaborada pelo autor

As informações disponibilizadas nas demonstrações financeiras regulatórias são limitadas e não esclarecem por vezes os critérios efetivamente adotados pelas distribuidoras, assim, há limitação de informação para esclarecer o que provou efeito contrário de diferenças de depreciação em relação ao que aconteceu com a maioria das distribuidoras ou mesmo que não tenha ocorrido nenhuma diferença.

Na nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2012, a COELBA divulgou o seguinte tratamento contábil da infraestrutura para fins societários:

- Ativo Imobilizado

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas de redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Bens e instalações em função do serviço concedido são cadastrados e controlados pela concessionária e permissionária em sistemas auxiliares ou em registros suplementares, por meio de Unidade de Cadastro - UC e Unidade de Adição e Retirada - UAR, por Ordem de Imobilização - ODI, conta contábil, data de sua transferência (capitalização) para o Imobilizado em Serviço.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro – UC, conforme determina Resolução ANEEL nº. 367/2009. As taxas anuais estão determinadas na tabela anexa às Resoluções ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999, e art. 9º da Resolução ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor contábil do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Na nota explicativa 8 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2012, a COELBA divulgou o seguinte tratamento contábil da infraestrutura para fins societários e regulatórios:

As diferenças identificadas entre o ativo imobilizado societário e regulatório são decorrentes da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) e OCPC 05 – Contratos de Concessão na contabilidade societária. Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração

das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços. A partir da adoção desse procedimento o ativo imobilizado foi bifurcado em ativo intangível e financeiro.

...

**(c) Reavaliação Regulatória Compulsória**

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, Capítulo I a Companhia registrou a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição – VNR do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária e dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis do subgrupo 132 – Ativo Imobilizado e subgrupo 223 - Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais), respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da conta contábil específica do subgrupo 243.01 – Patrimônio Líquido – Reserva de Reavaliação.

Ainda na nota explicativa 9 das demonstrações contábeis regulatórias, a COELBA divulgou que parte da infraestrutura que estava classificada no ativo intangível na contabilidade societária não é classificada desta forma para fins da contabilidade regulatória:

As diferenças identificadas entre o ativo intangível societário e regulatório são decorrentes da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) e OCPC 05 – Contratos de Concessão na contabilidade societária. Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços. A partir da adoção desse procedimento o ativo imobilizado foi bifurcado em ativo intangível e financeiro.

Direitos de uso de software são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares, desvinculados de equipamentos tangíveis (hardware), e são amortizados linearmente, de acordo com a vida útil estimada do software.

Faixas de servidão são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como direitos de passagens são permanentes não há amortização.

## 6.5. Análise das Diferenças de Práticas Contábeis na Reconciliação dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

As principais causas que provocam diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias estão em: 1) mensuração da infraestrutura: na societária é essencialmente pelo custo (exceto por eventualmente alguma distribuidora ter reavaliado o então ativo imobilizado até 2007) e a regulatória é mensurado pelo valor novo de reposição, assim, provocando diferença na depreciação lançada no resultado; 2) ativos e passivos

regulatórios: contabilizado para fins regulatórios e não permitido contabilizar para fins societários; e 3) efeitos tributários (imposto de renda e contribuição social) sobre as diferenças de práticas contábeis.

Na tabela a seguir são demonstrados os montantes das principais causas das diferenças de práticas contábeis societárias e regulatórias nos resultados líquidos do exercício de 2011:

Tabela 6 – Reconciliação dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

Tabela 6 – Reconciliação dos Resultados do Exercício de 2011 das Demonstrações Contábeis Societárias e das Demonstrações Regulatórias

Código de CVM	Denominação social	Demonstrações Contábeis Societárias	Depreciação	Efeitos no Lucro Líquido			Efeito dos tributos	Demonstrações Contábeis Regulatórias
				Ativos/ passivos regulatórios	Efeitos de IFRIC 12	-		
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA	750.490	(167.124)	8.745	-	-	-	592.111
14869	Companhia Energética do Ceará – COELCE	471.182	(26.837)	(102.476)	(8.610)	44.326	377.585	
14362	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	283.416	(22.095)	(36.085)	-	14.372	239.608	
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN	232.128	(24.545)	(36.212)	-	5.569	176.940	
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	(202.892)	(69.794)	50.719	-	(16.512)	(238.479)	
16527	Energia S.A.	246.289	(24.360)	(148.450)	-	58.755	132.234	
19275	Companhia Piratininga De Força e Luz	308.433	(44.216)	(45.119)	-	-	219.098	
3050	Ampla Energia e Serviços S.A.	210.352	(13.451)	(30.491)	(15.118)	20.081	171.373	
17485	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	492.436	(222.486)	(10.375)	-	52.040	311.615	
14176	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	1.572.105	(24.353)	(345.389)	-	138.038	1.340.401	
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	287.411	32.513	(123.099)	-	-	196.825	
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A – CELPA	(391.162)	(7.041)	(11.499)	-	-	(409.702)	
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	146.884	-	(155.909)	-	-	(9.025)	
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	151.795	15	(21.765)	-	-	130.045	
14451	Companhia Energética de Brasília – CEB	(3.150)	(162.751)	(4.794)	-	-	(170.695)	
14311	Companhia Paranaense de Energia	598.920	125.652	(343.253)	-	220.117	601.436	
3824	Companhia Paulista de Força Luz – CPFL	613.307	86.511	(93.564)	-	(69.042)	537.212	

Fonte: Elaborado pelo autor

Os efeitos da diferença de depreciação, demonstrado na tabela acima, já foi explorado neste estudo no item anterior (6.4), assim, não será apresentada mais análise sobre o tema.

Os efeitos dos ativos e passivos regulatórios compreendem valores realizáveis ou exigíveis em decorrência do contrato de concessão, que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e apresentar a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, no processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis.

Na nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2011, a COELBA divulgou o seguinte tratamento contábil de ativos e passivos regulatórios:

Trata-se de valores realizáveis ou exigíveis em decorrência do contrato de concessão, que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e apresentar a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, no processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis.

O contrato prevê que “As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência das concessionárias ou permissionárias e a acuracidade das informações contábeis”.

Na nota explicativa 4 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2011, a COELBA divulgou os ativos regulatórios contabilizados para fins regulatórios:

A Companhia possui os seguintes ativos contabilizados para fins regulatórios (subsídios tarifários), que não estão registrados nas demonstrações financeiras societárias, conforme descrito na nota explicativa nº 2 por não atender à definição de ativos previsto no CPC 00 Estrutura Conceitual.

As principais características destes ativos regulatórios são:

- ✓ Descontos Tarifa Uso Sistema de Distribuição - TUSD

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, em seu art. 7, configura o direito da concessionária de distribuição a compensar as perdas de receitas decorrentes dos descontos especiais aplicados à TUSD para os clientes livres com suprimento de energia elétrica oriundo de fontes alternativas de energia, no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração.

- ✓ Descontos Tarifa Autoprodutores

Os artigos 19 e 20 da Resolução ANEEL nº 166, de 10 de outubro de 2005, definem os descontos a ser aplicado a energia destinada às unidades correlatas de autoprodutores e configura o direito da concessionária a ser compensado pelos descontos concedidos.

- ✓ Descontos Tarifa Irrigação e Aqüicultura

A Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006 estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento

relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e aquicultura e configura o direito da concessionária a ser compensado pelo valor financeiro resultante dos descontos estabelecidos, no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração.

No saldo de Outros ativos não afetados estão incluídos as demais contas a receber que não apresentam diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias.

Na nota explicativa 5 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2011, a COELBA detalhou mais ativos regulatórios contabilizados para fins regulatórios:

A Companhia possui os seguintes ativos contabilizados para fins regulatórios, que não estão registrados nas demonstrações financeiras societárias, conforme descrito na nota explicativa nº 2 por não atender à definição de ativos previsto no CPC 00 Estrutura Conceitual. As principais características destes ativos regulatórios são:

- ✓ Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

- ✓ Repasse de Sobrecontratação de Energia (Energia Excedente)

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

- ✓ Neutralidade da Parcela A - Encargos Setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

- ✓ Programa Social Luz para Todos

A Resolução Normativa ANEEL nº 294, de 11 de dezembro de 2007 estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos.

- ✓ Subvenção - Baixa Renda

Refere-se a subsídios concedidos aos consumidores com direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (Baixa Renda).

✓ Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à exposição CCEAR, garantias financeiras de leilão, parcela de ajuste conexão e rede básica e concatenação CUSDs.

No saldo de Outros ativos não afetados estão incluídos as demais despesas pagas antecipadamente que não apresentam diferenças entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias.

Na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2011, a COELBA detalhou as diferenças “*entre o resultado do exercício societário e regulatório são decorrentes de*”:

- a) Não reconhecimento na contabilidade societária dos ativos e passivos regulatórios, definidos como mecanismos de reposição de perdas e ganhos incorridos pelas empresas e englobam as variações positivas e negativas entre custos incorridos pelas distribuidoras e os custos estabelecidos no último reajuste tarifário anual.
- b) Adoção na contabilidade societária do CPC 17 - Contratos de Construção. Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado. Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.
- c) Adoção na contabilidade societária do ICPC 01 e OCPC 05 - Contratos de Concessão.
- d) Registro na contabilidade regulatória da reavaliação compulsórias dos bens que compõem o ativo imobilizado, líquido de depreciação acumulada e obrigações especiais.

As diferenças identificadas na coluna da tabela 6, acima, de Efeitos de IFRIC 12, comprehende o registro no resultado do exercício de variação do ativo financeiro mensurado pelas referidas distribuidoras e que esse registro não existe na contabilidade regulatória.

## 6.6. Análise dos resultados líquidos de 2011 em relação aos patrimônios líquidos da contabilidade societária e da contabilidade regulatória

Na tabela a seguir são demonstrados os saldos de patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2011 e resultados líquidos (lucro ou prejuízo líquido) de 2011 nas contabilidades societária e regulatória:

Tabela 7 – Análise dos resultados líquidos do ano de 2011 em relação ao patrimônio líquidos na contabilidade societária e na regulatória.

Código na CVM	Denominação social	Em milhares de Reais (R\$ mil)					
		Demonstrações contábeis societárias			Demonstrações contábeis regulatórias		
		Patrimônio Líquido	Resultado Líquido	%	Patrimônio Líquido	Resulta do Líquido	%
14524	Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA	2.868.868	750.490	26%	2.297.937	592.111	26%
14869	Companhia Energética do Ceará - COELCE	1.381.381	471.182	34%	1.471.022	377.585	26%
14362	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	2.058.915	283.416	14%	1.607.294	239.608	15%
18139	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	986.557	232.128	24%	769.748	176.940	23%
20648	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	1.335.688	(202.892)	-15%	1.225.918	(238.479)	-19%
16527	Companhia Piratininga De Força e Luz	781.026	246.289	32%	825.007	132.234	16%
19275	Ampla Energia e Serviços S.A.	484.481	308.433	64%	388.980	219.098	56%
3050	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	1.551.055	210.352	14%	1.635.736	171.373	10%
17485	Eletropaulo Metropolitana Eletropaulo Metropolitana	1.365.721	492.436	36%	1.368.644	311.615	23%
14176	Eletricidade de São Paulo S.A.	3.107.562	1.572.105	51%	4.009.711	1.340.401	33%
2461	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	1.339.959	287.411	21%	1.484.443	196.825	13%
18309	Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA	149.218	(391.162)	-262%	500.497	(409.702)	-82%
14605	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	926.663	146.884	16%	1.277.159	(9.025)	-1%
5576	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	846.844	151.795	18%	788.245	130.045	16%
14451	Companhia Energética de Brasília - CEB	705.471	(3.150)	0%	518.315	(170.695)	-33%
14311	Companhia Paranaense de Energia	3.790.355	598.920	16%	3.665.835	601.436	16%
3824	Companhia Paulista de Forca Luz - CPFL	1.152.144	613.307	53%	897.984	537.212	60%

Fonte: Elaborada pelo autor

Observa-se que no caso da COELBA (companhia que foi detalhada nas análises dos resultados da pesquisa), considerando que esta aplicou de forma completa os requerimentos da contabilidade societária e da contabilidade regulatória, houve manutenção do percentual entre relações percentuais de resultado líquido versus patrimônio líquido. Essa existência de mesma proporcionalidade é observada nas outras duas companhias do Grupo Neoenergia: Cosern e Celpe. É possível observar que em outros casos há tal manutenção de proporcionalidade entre resultados e patrimônios líquidos.

Em diversos outros casos, observa-se que há uma variedade da relação entre resultados e patrimônios líquidos societários e regulatórios, o que é justificado pela falta de uniformidade de práticas contábeis, conforme já mencionado anteriormente.

## CONCLUSÃO

### Avaliação sobre o estudo

O objetivo deste trabalho de pesquisa foi de analisar as diferenças de práticas contábeis entre as demonstrações contábeis societárias e demonstrações contábeis regulatórias.

Para direcionar a pesquisa levantou-se o seguinte questionamento: quais são as diferenças, porque elas existem e se tais práticas são aplicadas de forma consistente pelas distribuidoras de energia elétrica?

O setor de distribuição de energia elétrica, por ser de prestação de serviço público, é regulado pelo Poder Concedente e há dois dos principais meios de regulação e fiscalização usados pelo do Poder Concedente: i) determinar a tarifa praticada e que por meio deste mecanismo há o controle de níveis de receita e custos; e ii) determinar práticas contábeis por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

Durante o estudo das diferenças de práticas contábeis societárias e regulatórias, observou-se que existem algumas principais, entre as quais:

- i) mensuração e classificação contábil da infraestrutura, que para fins societários adota os conceitos da ICPC 01 e OCPC 05 – Contratos de Concessão, classificando parte no ativo financeiro e parte o ativo intangível, enquanto que para fins regulatórios é mensurado pelo critério tarifário que é pelo valor novo de reposição (reavaliação compulsória);
- ii) contabilização de ativos e passivos regulatórios na contabilidade regulatória e que não é contabilizado na contabilidade societária; e
- iii) contabilização de receitas e custos de construção na contabilidade regulatória e que não existe tal contabilização na contabilidade societária.

Apesar das práticas contábeis societárias e regulatórias estarem formalizadas e com aplicação obrigatória nos balanços da referida data-base de 31 de dezembro de 2011, observou-se que há diversidade de aplicação ou falta de aplicação de práticas contábeis requeridas por meio das normas societárias e regulatórias.

Observa-se que se montra positiva a intenção de preparar e divulgar as demonstrações contábeis regulatórias que concilie com as práticas contábeis, mas que ainda está num estágio que requer um detalhamento e complemento das informações nas demonstrações contábeis regulatórias, bem como, que ocorra a completa adoção das práticas contábeis regulatórias por todas as distribuidoras de energia elétrica.

Está em andamento na ANEEL a revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e que por meio desse processo deve ser estabelecida uma nova estrutura de orientações sobre uma mais detalhada demonstração contábil regulatória e que forneça mais informações e que permitam melhor estabelecer comparação dos as práticas e efeitos societários.

Com isso, as demonstrações financeiras regulatórias poderão evidenciar ainda melhor situação patrimonial das distribuidoras de energia elétrica, contribuindo para a transparência das informações dos serviços públicos prestados por estas distribuidoras.

E também por meio da contabilidade regulatória, poder-se-á visualizar melhor conceitos econômicos refletidos por informações contábeis que melhoram o entendimento do negócio de distribuição de energia elétrica.

É importante observar que as informações nas demonstrações contábeis regulatórias, atualmente, compreendem os aspectos contábeis das atividades realizadas das distribuidoras e que em uma nova estrutura de preparação mais completa, estas poderiam apresentar também elementos sobre os cálculos das tarifas, onde indicaria níveis de receitas e custos considerados na tarifa, os quais por vezes são diferentes do que é realizado na operação das distribuidoras.

E, por último, a conclusão deste estudo considera como positivos as informações regulatórias ao disponibilizar ao público interessado um volume de informações complementar ao que tem sido disponibilizado por meio das demonstrações contábeis societárias.

### **Limitação do estudo**

A principal limitação deste trabalho é a utilização de metodologia por um exercício contábil. Se fosse utilizada uma base de dados mais extensa, possivelmente o trabalho poderia apresentar mais tendências de alinhamento de práticas contábeis entre as distribuidoras de energia elétrica, o que poderia demonstrar a redução dos impactos das variações durante o tempo.

O resultado deste trabalho deve ser entendido como um indicativo de práticas contábeis aplicadas e que os resultados apresentados na pesquisa podem acontecer na população estatística.

### **Oportunidade de estudos futuros**

Na realização deste trabalho foram utilizadas diversas fontes de informações, de modo a permitir a elaboração de conceitos em que o autor pudesse chegar a uma conclusão baseada em informações já divulgadas.

Entre as várias oportunidades de pesquisas que podem ser percebidas na leitura do material, consideram-se mais relevantes para a ciência contábil:

Efetuar trabalho considerando todas as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, o que poderá ser possível no momento que a ANEEL venha a disponibilizar em seu web site todas as demonstrações financeiras regulatórias e societárias das distribuidoras.

Efetuar trabalho que compara os valores de receitas e custos que compõem os cálculos da tarifa de distribuição de energia elétrica com os valores das demonstrações de resultados da contabilidade societária e regulatória.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

BRASIL. Decreto nº 2003 de 10/09/1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 4.562 de 31/12/2002. Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.163 de 30/07/2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 7.805 de 14/09/2012. Regulamenta a Medida Provisória 579 de 11.09.2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 41.019 de 16/02/57. Regulamenta os serviços de energia elétrica.  
BRASIL. Lei nº 6.385 de 07/12/76. Dispõe sobre o mercado de valores mobiliários e cria a Comissão de Valores Mobiliários.

\_\_\_\_\_. Lei nº 6.404 de 15/12/76. Dispõe sobre as Sociedades por Ações.

\_\_\_\_\_. Lei nº 8.987 de 13/02/95. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.427 de 26/12/96. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Lei nº 10.848 de 15/03/04. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

\_\_\_\_\_. Lei nº 11.638 de 28/12/07. Altera e revoga dispositivos da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e da Lei no 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e estende às sociedades de grande porte disposições relativas à elaboração e divulgação de demonstrações financeiras.

\_\_\_\_\_. Lei nº 11.941 de 27/05/09. Altera a legislação tributária federal relativa ao parcelamento ordinário de débitos tributários; concede remissão nos casos em que especifica; institui regime tributário de transição.

\_\_\_\_\_. Medida Provisória 579/2012 – Altera o marco regulatório do setor elétrico

CPC. Comitê de pronunciamentos contábeis. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

CPC 04 – Ativo Intangível. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

CPC 17 – Contratos de Construção. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

CPC 23 - políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

CPC 30 – Receitas. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

GANIM, Antonio. Setor Elétrico Brasileiro. Editora Canalenergia. 2009.

IASB. IFRIC 12- Service Concession Arrangements. International Accounting Standards Board. 2006. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em

\_\_\_\_\_. IAS 11 – Construction Contracts. International Accounting Standards Board. 1993. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 20 de julho de 2012.

IASB. IAS 18 – Revenue. International Accounting Standards Board. 1993. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 20 de julho de 2012.

IASB. IAS 23 – Borrowing costs. International Accounting Standards Board. 1993. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 20 de julho de 2012.

IASB. IAS 32 – Financial Instruments: Presentation. International Accounting Standards Board. 1995. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 20 de julho de 2012.

IASB. IAS 38 – Intangible Assets. International Accounting Standards Board. 1998. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 20 de julho de 2012.

IASB. IAS 39 – Financial Instruments: Presentation. International Accounting Standards Board. 1999. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em 02 ago. 2008.

IBRACON - Comunicado 03/03 – Concessões – Contabilização de direitos e obrigações por concessionárias de serviço público.

ICPC-01 – Contratos de Concessão. Contabilização de direitos e obrigações por concessionárias de serviço público. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

ICPC 11 – Recebimento em Transferência de Ativos dos Clientes. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

INTERNATIONAL GAAP 2012. Generally Accepted Accounting Standards. Ernst & Young

IUDÍCIBUS, Sérgio de; MARION José Carlos. Dicionário de Termos de Contabilidade.

Atlas, 2001.

JUSTEN FILHO, Marçal. Teoria geral das concessões de serviço público. Dialética, 2003.  
LAKATOS, EVA MARIA. Metodologia do trabalho científico. Atlas, 2001.

OCPC 05 – Contratos de Concessão. Contabilização de direitos e obrigações por concessionárias de serviço público. . Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

OCPC 17 – Contratos de Concessão – Evidenciação. Divulgação de direitos e obrigações por concessionárias de serviço público. . Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em 27 de julho de 2012.

Resolução ANEEL nº 456/2000– Regras de comercialização de energia elétrica

Resolução ANEEL nº 001/1997 – Institui o Plano de Contas

Resolução ANEEL nº 493/2002 – Institui critérios de avaliação de ativos

Resolução ANEEL nº 444/2001 – Institui o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico

Resolução ANEEL nº 234/2006 – Regras de comercialização de energia elétrica

Resolução Normativa ANEEL nº 367/2009 – Controle Patrimonial

Resolução Normativa ANEEL nº 370/2009 – Alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico

Resolução ANEEL nº 396/2010 – Cria as Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR

Nota Técnica nº 391/2009-SFF/ANEEL de 24/09/2009. Propõe a instituição da contabilidade regulatória.