UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE E ATUÁRIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CONTROLADORIA E CONTABILIDADE

MARIA ELISABETH MOREIRA CARVALHO ANDRADE

Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento

São Paulo

2015

Prof. Dr. Marco Antonio Zago
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Adalberto Américo Fischmann
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade

Prof. Dr. Gerlando Augusto Sampaio Franco de Lima
Chefe do Departamento de Contabilidade e Atuária

Prof. Dr. Andson Braga de Aguiar
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Controladoria e Contabilidade.

MARIA ELISABETH MOREIRA CARVALHO ANDRADE

Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento

Tese apresentada ao Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Controladoria e Contabilidade

Orientador: Prof. Dr. Eliseu Martins

Versão Corrigida
(versão original disponível na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade)

São Paulo
2015

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção de Processamento Técnico do SBD/FEA/USP

Andrade, Maria Elisabeth Moreira Carvalho

Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento / Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade. -- São Paulo, 2015.

212 p.

Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, 2015.

Orientador: Eliseu Martins.

1. Contabilidade 2. Setor elétrico 3. Tarifas 4. Justo valor I. Universidade de São Paulo. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. II. Título.

CDD – 657

AGRADECIMENTOS

A Deus, por guiar meus passos, levando-me a galgar mais um degrau na minha trajetória profissional.

Ao meu marido Adilson, presente em todos os momentos. Obrigada pelo apoio irrestrito, carinho e compreensão. Às minhas filhas, Ana Carolina e Juliana, que tão amorosamente entenderam a minha ausência. À minha neta, Ana Laura, que veio ao mundo quando da minha aprovação no doutorado, proporcionando essa jornada menos árdua. À minha mãe Ana Maria, pela vida e educação; aos meus irmãos e a todos os meus familiares, sempre solícitos. Contar com vocês foi muito importante nessa caminhada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Eliseu Martins, pela orientação, pela paciência e pela oportunidade de aprendizado acadêmico. É uma honra e privilégio fazer parte do seleto rol de seus orientandos.

À Universidade Federal de Uberlândia – UFU, que me concedeu afastamento nos dois últimos anos deste estudo e o apoio financeiro do Programa de Apoio à Qualificação da UFU (QUALI-UFU). Agradeço, ainda, aos colegas docentes e funcionários da FACIC-UFU, pelo suporte e incentivo, em especial, às Professoras Denise e Lísia, pela troca de experiências e angústias durante essa caminhada.

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pelas valiosas contribuições quando da minha qualificação.

Agradeço em especial ao Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto pela enorme contribuição para o aprimoramento desta tese ao ler e reler este estudo, na fase de qualificação e de defesa e pela atenção dispensada.

Ao corpo docente da FEA/USP, pela oportunidade que me foi dada e pelo conhecimento compartilhado. A todos os funcionários da FEA/USP, pela presteza nas informações e auxílio.

Aos meus colegas de doutorado, pelo convívio, apoio e aprendizado dentro e fora de sala de aula. Agradeço à Bárbara Voss e à Renata Takamatsu, pela ajuda irrestrita na disciplina de Contabilometria.

Minha gratidão especial ao Janilson Suzart, pelo apoio nos momentos de mais incertezas no desenvolvimento deste estudo e pelo auxílio no tratamento estatístico, que o fez de extrema boa vontade e paciência.

Por fim, meus agradecimentos a todos que de alguma forma participaram dessa jornada e, mesmo os não citados nominalmente encontram-se em minha eterna lembrança e gratidão.

“Quanto mais aumenta nosso conhecimento,
mais evidente fica nossa ignorância”.
(John F. Kennedy)

RESUMO

Andrade, M.E.M.C. (2015). *Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento*. Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Esta tese contribui para fomentar a discussão sobre a necessidade de se explorarem métodos alternativos de avaliação da base de ativos para o cálculo das tarifas públicas. O setor analisado foi o de energia elétrica, sendo as tarifas determinadas pela ANEEL, de acordo com o modelo de regulação adotado, que atualmente se utiliza da abordagem do Valor Novo de Reposição – VNR para mensurar os investimentos realizados pelas concessionárias que impactam diretamente no valor das tarifas aos usuários finais. Por isso, foram investigados os métodos e abordagens de mensuração da base de remuneração dos ativos do setor elétrico que podem conduzir ao justo valor para o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor e o retorno adequado dos investimentos às concessionárias (cabe ressaltar que a expressão ‘justo valor’ foi utilizada para não confundir com o termo contábil ‘valor justo’). Nesse contexto, é primordial garantir a razoabilidade dos serviços em termos de preço e qualidade e, ao mesmo tempo, proporcionar aos monopolistas meios suficientes para a manutenção e operação e, ainda, incentivos para novos investimentos e retorno do capital adequado. Os testes empíricos foram desenvolvidos a partir de dados disponibilizados no site da ANEEL e de informações obtidas nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica no segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária periódica. Especial ênfase foi dada aos métodos de mensuração Valor Novo de Reposição - VNR e Custo Histórico Corrigido – CHC, sendo este último atualizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e também pelo Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M. Após todas as análises realizadas, pode-se inferir que o método com base no custo histórico corrigido atualizado pelo IPCA pode levar ao justo valor, tanto para o investidor quanto para o consumidor, mesmo que o regulador possua mecanismos de correção como o Fator X, por exemplo, o que normalmente não ocorre quando do uso do VNR. Não foi intenção buscar uma base de avaliação ideal única, muito menos verdades absolutas e, sim, demonstrar os efeitos de cada conceito e critério no tratamento da base de remuneração regulatória dos ativos e sua influência na problemática da determinação da tarifa.

Palavras-Chave: Mensuração de Ativos; Setor Elétrico; Tarifas; Concessões; Justo Valor

ABSTRACT

Andrade, M.E.M.C. (2015). *Challenges in the measuring of assets to set tariffs in the electric energy distribution sector: diagnosis and proposed solutions*. Doctoral Dissertation, School of Economics, Business Administration and Accounting, University of São Paulo, São Paulo.

This dissertation contributes to encourage the discussion about the need to explore alternative methods to assess the asset base for the calculation of public tariffs. The electric energy sector was analyzed. The tariffs are determined by ANEEL, according to the regulatory model adopted, which currently uses the New Replacement Value – NRV to measure the investments made by the providers that directly influence the tariffs for the end users. Therefore, the methods and approaches to measure the basis for calculating remuneration on assets in the electric energy sector were investigated, which can lead to a fair and balanced value between a reasonable tariff for the consumer and an appropriate return on the providers' investments. (it should be noted that the term 'fair and balanced value' was used not to be confused with the accounting term 'fair value'). In this context, it is fundamental to guarantee the reasonability of the services in terms of price and quality and, at the same time, provide the monopoly holders with sufficient means for maintenance and operation, as well as incentives towards new investments and an appropriate return on capital. The empirical tests were developed based on data available on the ANEEL website and information obtained in the financial statements of the electric energy providers in the second and third periodic tariff review cycles. Special emphasis was put on the measuring methods New Replacement Value – NRV and Corrected Historical Cost – CHC, the latter updated by the National Extended Consumer Price Index – IPCA as well as the General Price Index - Market – IGP-M. After all analyses, it can be inferred that the method based on the corrected historical cost updated by the IPCA can lead to the fair and balanced value for investors as well as consumers, even if the regulator has correction mechanisms like the X Factor, for example, which normally is not the case when the NRV is used. The goal was not to seek a single ideal evaluation base, and even less absolute truths, but to demonstrate the effects of each concept and criterion in the baseline treatment of the assets' regulatory remuneration and its influence on the tariff determination problem.

Key Words: Asset Measuring; Electric Sector; Tariffs; Concessions; Fair and Balanced Value

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ambiente Setorial Pós-Desverticalização	18
Figura 2 - Modelos de Controle de Preços Regulados.....	19
Figura 3 - Desafios do Regulador	21
Figura 4 - Componentes Principais da Tarifa	22
Figura 5 - Anatomia da Tarifa de Energia Elétrica com Tributos.	23
Figura 6 - Anatomia da Tarifa de Energia Elétrica sem Tributos.....	24
Figura 7 - Abordagens para o Cálculo dos Ativos.....	45
Figura 8 - Vantagens e Desvantagens do CHC e CR	58
Figura 9 - Consequências da Aplicação dos Métodos	59
Figura 10 - Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas Realizadas pela Aneel	68
Figura 11 - Estágios da Revisão Tarifária Periódica.....	68
Figura 12 - Reposicionamento Tarifário	71
Figura 13 - Movimentação da Base Blindada	80
Figura 14 - Resultados da Avaliação da Base de Ativos no 1º Ciclo	92
Figura 15 - Resultados da Avaliação da Base de Ativos no 2º Ciclo	98
Figura 16 - Média Lucro Societário x Lucro Regulatório	108
Figura 17 - Média Ativo Total Societário x Média Ativo Total Regulatório	109
Figura 18 - Patrimônio Líquido Societário x Patrimônio Líquido Regulatório	110
Figura 19 – Amostra Final da Pesquisa.....	117
Figura 20 - Dendrograma – Análise de Clusters Hierárquica – 2º CRTP – IPCA	138
Figura 21 - Relação das empresas cujos resultados não se alteram, independentemente, do índice de inflação 2º CRTP	144
Figura 22 - Dendrograma – Análise de Clusters Hierárquica - 3º CRTP – IPCA	157

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifas Médias sem Tributos de 2014 e 2015.....	22
Tabela 2 - Modelo da Base de Remuneração Regulatória.....	39
Tabela 3 - Comparação do Imobilizado Líquido.....	52
Tabela 4 - Evolução do Imobilizado em Dez Anos sem Correção Monetária.....	53
Tabela 5 - Evolução do Imobilizado em Dez anos com Correção Monetária	53
Tabela 6 - Comparação dos Métodos.....	60
Tabela 7 - Inflação de 1999 a 2013	64
Tabela 8 - Percentual das Obrigações Especiais em Relação ao AIS	74
Tabela 9 - Percentual dos Bens Totalmente Depreciados em Relação ao AIS	75
Tabela 10 - Reposicionamento Tarifário.....	79
Tabela 11 - Variações das BRRb de 61 Concessionárias de 2003 a 2006	87
Tabela 12 - Variação da BRRb de 28 Distribuidoras no 1º ciclo	88
Tabela 13 - Variação da BRRb de 17 Distribuidoras no 1º ciclo	90
Tabela 14 - Variação da BRRb de 16 Distribuidoras no 1º ciclo	91
Tabela 15 - Variações das BRRb do 1º e 2º Ciclos de 61 Concessionárias.....	94
Tabela 16 - Variação da BRRb de 14 Empresas no 2º ciclo	95
Tabela 17 - Variação da BRRb de 30 Empresas no 2º ciclo	96
Tabela 18 - Variação da BRRb de 17 Empresas no 2º ciclo	97
Tabela 19 - Variações das BRRb de 61 Concessionárias de 2012 e 2013	99
Tabela 20 - Variação da BRRb de 34 Empresas no 3º ciclo	100
Tabela 21 - Variação da BRRb de 27 Empresas no 3º ciclo	101
Tabela 22 - Convergência do Imobilizado para o Modelo Bifurcado (ICPC01)	105
Tabela 23 - Variação das Despesas de Depreciação/Amortização	107
Tabela 24 - Média do Lucro Societário x Médio Lucro Regulatório.....	108
Tabela 25 - Ativo Total Societário x Ativo Total Regulatório Médio.....	109
Tabela 26 - PL Total Societário x PL Total Regulatório Médio	110
Tabela 27 - Base de Remuneração Regulatória – AES SUL – 2º CRTP - IPCA	125
Tabela 28 - Índice de Reposicionamento Tarifário AES SUL – 2º CRTP.....	126
Tabela 29 - Ativo Imobilizado em Serviço – AIS – 2º CRTP – IPCA	128
Tabela 30 - Resultado do IRT a VNR e CHC – 2º CRTP – IPCA	130
Tabela 31 - ROE a VNR e CHC – 2º CRTP – IPCA	133
Tabela 32 - Estatísticas Univariadas – 2º CRTP – IPCA.....	134
Tabela 33 - Teste de Normalidade Kolmogorov-Smirnov – 2º CRTP - IPCA.....	136
Tabela 34 - Resultados do teste Wilcoxon – 2º CRTP – IPCA	136

Tabela 35 - Resultado dos Postos do Teste de Wilcoxon da Variável ROE – 2º CRTP – IPCA	137
Tabela 36 - Resultados da Análise de Variância – ANOVA – 2º CRTP – IPCA.....	139
Tabela 37 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IPCA.....	139
Tabela 38 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IPCA.....	140
Tabela 39 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IPCA.....	141
Tabela 40 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IPCA.....	142
Tabela 41 - Resultados Alterados em Virtude do Índice de Inflação Utilizado – 2º CRTP	144
Tabela 42 - Resultados do teste Wilcoxon – 2º CRTP – IGP-M.....	145
Tabela 43 - Resultados do teste de Wilcoxon – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IGP-M .	147
Tabela 44 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IGP-M	147
Tabela 45 - Ativo Imobilizado em Serviço – AIS – 3º CRTP – IPCA	149
Tabela 46 - Resultado do IRT a VNR e CHC – 3º CRTP – IPCA	151
Tabela 47 - ROE a VNR e CHC - 3º CRTP - IPCA	153
Tabela 48 - Estatística Univariada - 3º CRTP – IPCA.....	154
Tabela 49 - Teste de Normalidade Kolmogorov-Smirnov – 3º CRTP – IPCA	155
Tabela 50 - Resultados dos testes Não-Paramétricos – 3º CRTP – IPCA	156
Tabela 51 - Resultado dos Postos do teste de Wilcoxon da Variável ROE – 3º CRTP – IPCA	157
Tabela 52 - Resultados da Análise de Variância – ANOVA – 3º CRTP – IPCA.....	158
Tabela 53 – Estatísticas Univariadas – Conglomerado 1 – 3º CRTP – IPCA.....	158
Tabela 54 - Resultados dos testes Wilcoxon e t de Student – Conglomerado 1 – 3º CRTP – IPCA	159
Tabela 55 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 2 – 3º CRTP - IPCA	160
Tabela 56 - Resultados dos testes Wilcoxon e t de Student – Conglomerado 2 – 3º CRTP - IPCA	160

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
AIR	Avaliação de Impacto Regulatório
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR	Base de Remuneração Regulatória
BRRb	Base de Remuneração Regulatória Bruta
BRRl	Base de Remuneração Regulatória Líquida
CA	Custos Adicionais
CCC	Custo Corrente Corrigido
CF	Constituição Federal
CFC	Conselho Federal de Contabilidade
CH	Custo Histórico
CHC	Custo Histórico Corrigido
CHD	Custo Histórico Depreciado
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CMB	Correção Monetária do Balanço
CMI	Correção Monetária Integral
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COM	Componentes Menores
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CR	Custo de Reposição
CRC	Conta de Resultado a Compensar
CROD	Custo de Reposição Otimizado e Depreciado
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DFC	Demonstração do Fluxo de Caixa
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
DVA	Demonstração do Valor Adicionado
EP	Equipamentos Principais
EEF	Equilíbrio Econômico Financeiro
FASB	Financial Accounting Standards Board
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
IA	Índice de Aproveitamento
IAD	Índice de Aproveitamento Depreciado
IASB	International Accounting Standards Board
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
ICPC	Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IPC	Índice Geral de Preços

IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRT	Índice de Aproveitamento Tarifário
JOA	Juros sobre Obras em Andamento
MCF	Manutenção do Capital Financeiro
MCSE	Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MCSPE	Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica
MEA	Modern Equivalent Asset
MP	Medida Provisória
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commission
NT	Nota Técnica
OCPC	Orientação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
ODRC	Optimised Depreciated Replacement Cost
ODV	Optimised Deprival Value
OE	Obrigações Especiais
OR	Outras Receitas
PIS	Programa de Integração Social
PND	Plano Nacional de Desestatização
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Remuneração do Capital
RGR	Reserva Global de Reversão
ROE	Retorno sobre o Patrimônio
RR	Receita Requerida
RT	Reposicionamento Tarifário
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RV	Receita Verificada
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
TCU	Tribunal de Contas da União
UAR	Unidade de Adição e Retirada
UC	Unidade de Cadastro
VBR	Valor Base de Remuneração
VMU	Valor de Mercado em Uso
VNR	Valor Novo de Reposição
WACC	Weighted Averaged Cost of Capital

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Contextualização	17
1.1.1 Reformulações no Setor Elétrico Brasileiro	20
1.2 Problema de Pesquisa	25
1.3 Objetivos	26
1.4 Justificativa	26
1.5 Levantamento das Hipóteses	33
1.6 Estrutura da pesquisa	34
2 REVISÃO CONCEITUAL	37
2.1 A ‘Justeza’ do Justo Valor	37
2.2 Base de Remuneração Regulatória – BRR	38
2.2.1 Mensuração do Ativo	40
2.2.2 Mensuração dos Ativos do Setor de Distribuição de Energia Elétrica	42
2.2.2.1 Custo Histórico (CH)	49
2.2.2.2 Custo Histórico Corrigido (CHC)	50
2.2.2.3 Custo de Reposição (CR)	54
2.2.2.3.1 Custo de Reposição Otimizado e Depreciado (CROD)	55
2.2.2.3.2 Valor Novo de Reposição (VNR)	56
2.2.3 Vantagens e Desvantagens do CHC e CR	57
2.2.4 Híbrido	60
2.3 Depreciação	61
2.4 Inflação	63
3. METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA - RTP	67
3.1 Componentes da Metodologia de Revisão Tarifária Periódica	70
3.1.1 Reposicionamento Tarifário	70
3.1.2 Base Blindada e Incremental	79
3.1.3 Fator X	81
3.2 Histórico da Metodologia de Revisão Tarifária Periódica	82
3.2.1 Tratamento da Base de Remuneração nos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica	83
3.2.1.1 Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2003 a 2006)	85
3.2.1.2 Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2007 a 2010)	93
3.2.1.3 Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2011 a 2014)	98
4. CONTABILIDADE SOCIETÁRIA x REGULATÓRIA	103
4.1 Estudos Realizados sobre a Contabilidade Regulatória e a Adoção do ICPC 01	112
5. PROCEDIMENTOS, APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	115

5.1 Procedimentos iniciais.....	115
5.1.1 Tratamento da Amostra.....	118
5.1.2 Tratamento Estatístico.....	122
5.2 Apresentação e Discussão dos Resultados Encontrados do 2º CRTP.....	124
5.2.1 Abordagem Analítica do 2º CRTP - IPCA.....	125
5.2.2 Análise Estatística do 2º CRTP - IPCA.....	134
5.2.3 Análises e Resultados Sintéticos da Atualização Monetária pelo IGP-M – 2º CRTP	142
5.3 Apresentação e Discussão dos Resultados do 3º CRTP.....	148
5.3.1 Abordagem Analítica do 3º CRTP - IPCA.....	148
5.3.2 Análise Estatística do 3º CRTP - IPCA.....	154
5.3.3 Análises e Resultados Sintéticos da Atualização Monetária pelo IGP-M – 3º CRTP	161
5.4 Conclusões das Evidências Encontradas.....	165
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	171
6.1 Principais Contribuições.....	173
APÊNDICES.....	185

1 INTRODUÇÃO

Esta tese contribui para uma reflexão crítica acerca dos diversos métodos e abordagens de mensuração da base de remuneração dos ativos no setor elétrico brasileiro, discute a metodologia atualmente empregada pelo regulador e levanta as consequências da manutenção ou não do critério adotado, tendo em vista que esses componentes impactam diretamente na formação das tarifas de energia elétrica.

O trabalho procura reduzir a lacuna existente na literatura contábil não só quanto à mensuração dos ativos, mas também sobre a contabilidade aplicada à regulação de serviços públicos. São exíguos os artigos científicos quanto ao tema; o que predomina na respectiva área são as publicações de consultores.

1.1 Contextualização

O setor elétrico é composto de quatro segmentos distintos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em primeiro lugar, ocorre a geração, que compreende a produção de energia elétrica. Em seguida, a transmissão, pela qual ocorre o transporte de longa distância da energia em alta tensão. No setor de distribuição, a energia em baixa tensão é levada aos consumidores pelas redes elétricas. E, mais recentemente, instituiu-se a comercialização¹, possibilitando aos consumidores finais firmarem contratos com os prestadores de serviços varejistas e não somente com a distribuidora da região onde estão inseridos.

Até a década de 1980, em nível mundial, as atividades eram integradas, comumente chamadas de empresas verticalizadas. Nessa época, teve início um movimento universal de reforma e reestruturação nas empresas de energia elétrica (Santana Júnior, 2004). Uma das principais alterações foi a desverticalização do setor de energia, ou seja, a separação dos quatro segmentos. Esse processo teve por objetivo promover a competição nos segmentos de

¹ A comercialização pode ainda ser exercida com a atividade de distribuição.

geração e comercialização, bem como incentivar as eficiências produtiva e econômica da transmissão e distribuição, que são segmentos considerados monopólios naturais².

Quando há monopólio natural, os consumidores não possuem alternativas para a substituição do serviço, por isso a intervenção do Estado é necessária para buscar, com a regulação, preço justo e qualidade na prestação dos serviços.

Segundo Brennan, Palmer e Martinez (2002), a reestruturação do setor elétrico consiste em um mercado competitivo para os segmentos de geração e comercialização, acompanhada de uma regulamentação eficaz para os demais segmentos (transmissão e distribuição) e, ainda, políticas apropriadas. A Figura 1 ilustra esse aspecto.

Figura 1 - Ambiente Setorial Pós-Desverticalização
Fonte: Elaborado pela autora

Para buscar a eficiência das empresas que operam monopólio natural, o regulador precisa proporcionar incentivos para as concessionárias como se estivessem em um ambiente competitivo, impedindo que os consumidores arquem com os custos da ineficiência dos investidores.

Várias formas de regulação são utilizadas para a fixação do preço das tarifas, podendo-se dividi-las em duas categorias principais: regulação por custo e por incentivos. A regulação por incentivos é uma abordagem geral que inclui vários mecanismos de regulação

² O monopólio natural ocorre quando uma empresa tem capacidade de produção para todo o mercado com um custo menor ao que existiria, caso houvesse várias empresas (Pindyck & Rubinfeld, 2010).

(Receita Máxima, Preço Teto e por comparação, dentre outros). A Figura 2 apresenta os regimes regulatórios mais utilizados para o controle de preços.

Figura 2 - Modelos de Controle de Preços Regulados
Fonte: Petrov, Ajodhia, Grote e Resnjanskij (2010)

Apesar das diferenças, a garantia de retorno *justo* para os investidores sem proporcionar elevados custos aos consumidores é defendida pelos dois modelos. O estudo realizado pela *National Association of Regulatory Utility Commission* dos Estados Unidos (NARUC), em 2000, destaca que toda regulação possui incentivos, mas em proporções diversas, dependendo das especificidades, inclusive, da abordagem tradicional de taxa de retorno.

Em 2005, Kirkpatrick, Parker e Zhang realizaram uma pesquisa em sessenta órgãos reguladores de 36 países com economias em desenvolvimento e transição, dentre eles, Brasil, México, Uruguai, Venezuela e África do Sul. Os autores identificaram que: 24 (40%) desses órgãos reguladores utilizavam o regime *price cap*; 17 (28%), *rate of return regulation*; 13 (22%) tinham os preços regulados diretamente do governo; e os 10% restantes utilizavam outros métodos. O estudo ainda revelou que, no setor elétrico, 11 países utilizavam a regulação de custos de serviços, e 7 países, o preço teto. Já, no setor de telecomunicações, ocorre o contrário: 16 utilizam preço teto, e cinco, custo de serviços, ou seja, no setor elétrico, de acordo com a amostra analisada pelos autores, a regulação pela taxa de retorno predominou. Em nível mundial, sem a separação de economias desenvolvidas ou não, a regulação pelo preço teto é a que prevalece nos últimos anos.

Já Cambini e Rondi (2010) investigaram o comportamento de 23 empresas de energia de cinco países que compõem a União Europeia (Alemanha, Espanha, França, Itália e Reino Unido) sob diferentes regimes regulatórios, no período de 1997 a 2007. Os resultados demonstraram que os investimentos são maiores sob a regulação por incentivos do que pela regulação da taxa de retorno.

Esse resultado vem de encontro aos estudos anteriores, os quais alegam que, sob a regulação da taxa de retorno, as empresas tendem a fazer mais investimentos (Averch & Jonhson, 1962; Jamison, 2005; Grout & Jenkins, 2001; Tahvanainen, Honkapuro, Partanen, & Viljainen, 2012).

Entretanto, não existe um modelo superior ao outro, ou que atenda a todas as especificidades de cada nação. Por isso, cada país precisa analisar os prós e contras de cada modelo e adotar o que melhor se encaixe com a sua realidade econômica e jurídica e, se necessário, desenvolver um modelo próprio de regulação.

1.1.1 Reformulações no Setor Elétrico Brasileiro

No Brasil, as reformulações no setor elétrico tiveram início na década de 1990, quando ocorreram as primeiras privatizações de monopólios naturais. Assim, a determinação das tarifas assume um papel preponderante nesse processo. Entretanto, quando da primeira privatização, em julho de 1995, não havia um marco regulatório e uma agência reguladora independente, ou seja, as regras do jogo não estavam definidas, mas o jogo já havia iniciado.

Por isso, em dezembro 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a função de regular e fiscalizar o setor, tendo iniciado suas atividades um ano depois, em dezembro de 1997.

Em vista disso, a ANEEL ficou responsável por buscar o equilíbrio entre o governo, consumidores e investidores, por meio de políticas públicas que proporcionassem a sustentabilidade do setor, com uma justa remuneração ao investidor, modicidade tarifária para o consumidor, com inclusão social e qualidade de vida, conforme ilustra a Figura 3.

Figura 3 - Desafios do Regulador
Fonte: Pedrosa (2005)

Segundo dados da ANEEL, havia, em 1998, 43,3 milhões de unidades consumidoras³, passando, já em 2013, de 72 milhões, um crescimento de mais de 60%. A maioria dos consumidores são residenciais, mais de 80%, estando o restante distribuído entre a indústria, o comércio e o setor rural.

Ademais, trata-se de um setor complexo, que necessita de capital intensivo, com investimentos constantes. E, para a manutenção e continuidade dos serviços, é cobrada a tarifa dos consumidores finais. Até a década de 1990, a tarifa era única em todo o país. A partir de 1993, as tarifas passaram a ser diferenciadas, sendo fixadas, pela ANEEL, após as revisões tarifárias por concessionária, que ocorrem geralmente de quatro em quatro anos. Em 2015, teve início a quarta revisão tarifária periódica.

Com o início das privatizações e ao longo desses vinte anos, as tarifas, bem como a regulação como um todo, vêm sendo aperfeiçoadas. Em 2014, a tarifa média do país, conforme demonstrado na Tabela 1, foi de \$ 276,93 e, até agosto de 2015, a tarifa média do país foi de \$ 365,42, ambas sem a adição dos tributos, o que será demonstrado adiante.

³ Conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL).

Percebe-se uma variação média de 32% em relação a 2014, reflexo do aumento do custo da energia em 2015.

Mas vale frisar que há uma elevada carga tributária na tarifa de energia elétrica, o que não deixa de ser diferente de outros serviços públicos e produtos. No Brasil, não é novidade a alta carga tributária cobrada, que é considerada uma das maiores do mundo.

Tabela 1 - Tarifas Médias sem Tributos de 2014 e 2015

Região	2014	2015*	Variação
Centro-Oeste	R\$ 273,63	R\$ 365,23	33%
Nordeste	R\$ 269,06	R\$ 325,55	21%
Norte	R\$ 303,77	R\$ 360,56	19%
Sudeste	R\$ 282,22	R\$ 383,56	36%
Sul	R\$ 264,04	R\$ 359,91	36%
Média	R\$ 276,93	R\$ 365,42	32%

*Dados até agosto de 2015

Fonte: Dados da ANEEL

As tarifas são compostas por três custos distintos (sem os tributos), conforme mostra a Figura 4. Assim, os consumidores pagam pela compra e transporte da energia e os encargos setoriais⁴. Estes últimos são recursos pagos pelos contribuintes para custear a implantação de políticas do Governo para o setor elétrico, como a universalização do fornecimento de energia, funcionamento da ANEEL, criação de fontes alternativas de energia, pequenas hidrelétricas, pesquisas científicas e tecnológicas, entre outras.

Por isso, a transparência de como estão sendo utilizados esses recursos é fundamental para que o consumidor possa tomar conhecimento da aplicação desse capital que está sendo desembolsado mensalmente por ele ao pagar a sua conta de energia.

Figura 4 - Componentes Principais da Tarifa

Fonte: ANEEL

Contudo, como já foi citado, além desses custos, existem os tributos cobrados na tarifa (onerando ainda mais a conta de energia) por parte dos três níveis de governo, que são:

⁴ São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual (Resolução Normativa nº 604/2014 da ANEEL).

- (i) Federais: PIS (Programa de Integração Social) e Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social);
- (ii) Estadual: ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços);
- (iii) Municipal: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

Segundo dados da ANEEL⁵, de março de 2013, após a edição da Lei nº 12.783/2013, que prorrogou as concessões e reduziu as tarifas de energia (essa lei será comentada mais adiante), a anatomia da conta de energia é a que se encontra ilustrada na Figura 5⁶, que está comparando a composição antes e após a aplicação da lei.

Figura 5 - Anatomia da Tarifa de Energia Elétrica com Tributos.
Fonte: ANEEL

Note-se que os tributos e encargos perfazem um terço do total da tarifa. Em anos anteriores, esse percentual era muito maior, lembrando que essa anatomia pode alterar um pouco, dependendo de cada região. Comparando com os dados anteriores à edição da Lei, os encargos e a transmissão diminuíram, que eram 9% e 7%, respectivamente. Os tributos não alteraram. Já a compra de energia e distribuição aumentaram em 2% e 6%, respectivamente.

A Figura 6 demonstra a anatomia da tarifa de energia sem os tributos, por não serem eles o foco deste estudo.

⁵ Adaptado de: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/PorDentrodaContaDeLuz_2013.pdf

⁶ Vale salientar que, de 2013 a 2015, essa proporção pode ter sido alterada, mas ainda não está disponibilizada no site da ANEEL.

Figura 6 - Anatomia da Tarifa de Energia Elétrica sem Tributos
Fonte: ANEEL

Analizando a tarifa sem os tributos, o segmento de distribuição corresponde a 39% do total e a compra passa para 50%. Após essa breve análise da anatomia da tarifa, destaca-se agora o segmento de distribuição, que é o principal arrecadador do setor de energia elétrica, sendo as distribuidoras o elo entre o setor elétrico e o consumidor final.

É no setor de distribuição que se encontram os custos gerenciáveis, ou seja, que são de controle da empresa, sobre os quais pode ocorrer manipulações a favor dos investidores, devido à assimetria informacional existente entre regulador e regulado, bem como devido ao acesso desigual a informações cruciais para a tomada de decisões.

Segundo Macieira (2006), devido à assimetria de informações em relação aos ativos elétricos e custos adicionais e a fiscalização imperfeita, pode-se inferir sobre a probabilidade de as distribuidoras praticarem comportamento oportunista, enviando dados manipulados à ANEEL com o objetivo de majorar as tarifas que ensejariam em risco moral.

Os custos gerenciáveis englobam os custos operacionais e de manutenção (pessoal, materiais, aluguéis entre outros) e os custos de capital, que são os investimentos realizados, sendo este último o foco deste estudo. É papel da agência reguladora implementar ações para coibir esse problema. Os custos de geração e transmissão (denominados custos não gerenciáveis) fazem parte da tarifa faturada, que é de responsabilidade das distribuidoras, sendo essas responsáveis em repassar esses custos para os agentes de geração e transmissão. Assim, é de fundamental importância o papel da ANEEL na fiscalização do setor de distribuição.

1.2 Problema de Pesquisa

Como já dito, as tarifas são determinadas pela ANEEL de acordo com o modelo de regulação adotado (regulação por incentivos), que atualmente se utiliza da abordagem do Valor Novo de Reposição – VNR⁷ para mensurar os investimentos realizados pelas concessionárias, o que impacta diretamente no valor das tarifas aos usuários finais.

Entretanto, como já citado, existem abordagens alternativas que podem ser utilizadas pelo regulador, como, por exemplo, custo histórico corrigido, custo de reposição otimizado e depreciado, entre outros. Por isso, é importante discutir os métodos disponíveis e compará-los com o critério atualmente adotado e as consequências de sua manutenção para o futuro da regulação.

Assim, considerando o contexto apresentado, esta pesquisa buscará responder à seguinte questão a ser investigada: Qual critério de avaliação de ativo, quando utilizado para o cálculo da tarifa de energia elétrica, pode conduzir ao justo valor⁸ para o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor e o retorno adequado dos investimentos às concessionárias?

King, Keohane e Verba (1994) argumentam que as pesquisas em ciências sociais devem satisfazer dois critérios: serem importantes no mundo real e terem uma contribuição específica para a literatura, aumentando a capacidade coletiva de construção de explicações científicas verificadas a partir de algum aspecto do mundo.

Diante do exposto, este estudo é importante para o mundo real, ao tratar de um setor essencial à vida humana e ao desenvolvimento econômico das nações. Devido à necessidade de vultosos investimentos, a importância da mensuração dos ativos aumenta, pois esses ativos são longo prazo, sujeitos a riscos de variação dos valores monetários e cambiais e que impactam diretamente nas tarifas aos consumidores finais.

Ainda, o problema desta pesquisa é relevante e faz parte da vida cotidiana de toda a população e, nesse sentido, esta tese auxilia na discussão dos diferentes métodos para a mensuração dos ativos no setor elétrico, os quais impactam no valor das tarifas a serem pagas

⁷ Segundo a Resolução Normativa nº 640/2014 da ANEEL, 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.

⁸ Para não confundir com o termo contábil ‘valor justo’, nesta tese, optou-se por utilizar o termo ‘justo valor’.

pelos consumidores, no retorno sobre o investimento das empresas e na continuidade da prestação de serviços.

1.3 Objetivos

O justo valor é aquele que remunera adequadamente os investimentos e atende à modicidade tarifária. Vários métodos e abordagens de mensuração de ativos são apresentadas na literatura e podem conduzir ao justo valor. Assim, esta pesquisa tem como objetivo principal identificar o método de avaliação de ativo que, quando utilizado para o cálculo da tarifa de energia elétrica, pode conduzir ao justo valor para o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor e o retorno adequado dos investimentos às concessionárias.

A pesquisa visa, ainda, a alguns objetivos secundários:

- (a) Cooperar na determinação de políticas públicas justas para a fixação das tarifas que impactam nos consumidores finais;
- (b) Auxiliar os consumidores na compreensão da metodologia de revisão tarifária, seus componentes e o que estão ‘financiando’ para a efetiva prestação de serviços presente e futura;
- (c) Preencher a lacuna existente na literatura nacional no que se refere à influência da contabilidade na determinação das tarifas de energia;
- (d) Colocar em evidência o impacto nas tarifas quando da utilização de diferentes índices de inflação.

1.4 Justificativa

Foster e Antmann (2004) destacam que a avaliação dos ativos é um dos aspectos mais difíceis e controversos da regulação no setor de distribuição de energia elétrica, devido não ser relacionada a um mercado competitivo. As várias metodologias disponíveis para a mensuração de ativos, quando aplicadas, chegam a resultados divergentes, por isso deve-se levar em consideração o contexto regulamentar e a qualidade das informações contábeis.

Na livre concorrência, o valor justo seria “o preço recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data da transação” (CPC 46⁹, item 9).

A mensuração dos ativos do setor elétrico é um insumo fundamental para a determinação das tarifas e pode afetar o retorno aos investidores no futuro, bem como os preços pagos pelo consumidor.

Como já citado, trata-se de um setor que necessita de capital intensivo, com investimentos continuados, sendo considerados parte integrante na determinação do preço da tarifa aos consumidores. E, ao mesmo tempo, para atrair os investidores, é necessário um retorno sobre o capital para a sua manutenção ao longo do tempo. Qualquer empresa contratada pela administração pública tem o direito constitucional de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (EEF) durante a vigência do contrato (Inciso XXI, do Art. 37 da CF/88). Entretanto, no caso das concessionárias, esse equilíbrio não pode representar a anulação do princípio da modicidade tarifária¹⁰.

Por isso, é importante haver uma governança regulatória, pois, como esses são contratos de longo prazo, não é possível contemplar todas as circunstâncias que podem vir a ocorrer, sendo primordial preservar os interesses das partes envolvidas (Anuatti Neto, Pelin, & Peano, 2004).

A governança deve contribuir para a limitação da ocorrência do oportunismo governamental. Nesse ambiente, as concessionárias exigem mais garantias para realizar os investimentos, principalmente, se forem investimentos afundados. Por isso, arranjos institucionais eficientes com as regras e soluções de conflitos expostos claramente contribuem para reduzir a possibilidade de comportamento oportunista por parte do governo.

Savedoff e Spiller (1999) destacam que as empresas, para cobrir os riscos de oportunismo governamental, têm incentivos para proteger seus fluxos de caixa, bem como para aumentar a contratação de funcionários permanentes ou não, em virtude de deterem informações privilegiadas (informação assimétrica).

Em 1949, o Supremo Tribunal Federal dos Estados Unidos decidiu que o retorno para o investidor deve ser compatível com os retornos sobre os investimentos em outras empresas com riscos correspondentes. Esse retorno deve ser suficiente para garantir a confiança na

⁹ Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamento Contábil – CPC 46 – Mensuração a Valor Justo.

¹⁰ Possibilita o acesso universal e a utilização dos serviços públicos com tarifas acessíveis.

integridade financeira da empresa, de modo a manter o seu crédito e atrair capital (Myers, 1972).

É consenso que as concessionárias de serviço público devem receber um retorno justo¹¹ sobre o capital investido, e que sejam cobradas tarifas também justas dos consumidores, com prestação de serviços de qualidade. O que se discute é o que se entende por ‘justo’, ou seja, qual o justo valor que o investidor deve receber sobre os investimentos realizados e, ainda, que proporcione a modicidade tarifária.

Assim, é primordial garantir a razoabilidade dos serviços em termos de preço e qualidade e, ao mesmo tempo, proporcionar aos monopolistas meios suficientes para a manutenção e operação e, ainda, incentivos para novos investimentos. E o regulador tem que buscar meios para alcançar o justo valor no mercado monopolista, não sendo o justo valor tarifário o valor justo utilizado pelas normas contábeis.

Para o consumidor, a tarifa justa é aquela que não possui valor abusivo sem que haja baixa qualidade de serviços, ou seja, padrões socialmente desejáveis de qualidade de serviços a um preço justo. Às vezes, o valor é acessível, mas a qualidade está aquém do necessário, como, por exemplo, queda de energia constante. Nesse sentido, existem índices de qualidade utilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para verificar o desempenho das concessionárias e que são amplamente aceitos em nível mundial: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC; Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC; Duração de interrupção individual por unidade consumidora – DIC; Frequência de interrupção individual por unidade consumidora – FIC; Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão – DMIC; e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão – DICRI¹².

Neste estudo, o termo *justo valor* corresponde ao valor que engloba o pagamento dos custos, a recuperação do capital investido e a remuneração sobre o capital investido (investidor), bem como as tarifas acessíveis (consumidor). O justo valor é imposto pelo mercado quando há livre concorrência, pois depende da disposição do consumidor em pagar o preço determinado. No entanto, nos setores que possuem monopólio natural, é necessária a intervenção do Estado para arbitrar o preço, pois os usuários não possuem alternativas de

¹¹ Desde o Século XIX, discute-se sobre o justo valor das tarifas. Para uma visão da história americana quanto ao tema, ver Jarrel (1979); Greenwald (1980); Grout, Jenkins e Zalewska (2001); Grout e Jenkins(2001), entre outros.

¹² Para maiores detalhes sobre a qualidade no setor elétrico, ver Cambini, Croce e Fumagalli (2013).

substituição do produto. Como já citado, o regulador precisa buscar mecanismos para promover a concorrência, mas deve levar em conta outras considerações econômicas e sociais. Por isso, para se chegar ao justo valor nos setores regulados, é preciso alterar as premissas, tendo em vista satisfazer as necessidades dos investidores e consumidores.

Nesse sentido, a contabilidade é de suma importância no sentido de fornecer informações referentes à situação econômico-financeira das empresas. Além disso, essa ciência fornece elementos para o cálculo da remuneração a ser paga aos concessionários, sendo fundamental para a determinação da Base de Remuneração Regulatória – BRR (que será discutida posteriormente) com o reconhecimento e mensuração dos investimentos realizados e a sua depreciação, quando cabível. Entretanto, a contabilidade por si só não assegura o justo valor das tarifas, mas pode contribuir para uma mensuração mais justa dos investimentos realizados e, conseqüentemente, proporcionar o justo valor para o contribuinte.

Coube à ANEEL a emissão de um plano de contas específico para as concessionárias. Assim, em 1997, foi editada a Resolução nº 001, de 24 de dezembro de 1997, que instituiu o novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, o qual passou a vigorar em 1998.

Em 2001, com o objetivo de aperfeiçoar as práticas contábeis regulatórias, a ANEEL editou o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSPE), que engloba o plano de contas revisado. E, por último, devido à convergência às normas internacionais de Contabilidade, as quais trouxeram alterações substanciais no reconhecimento e mensuração dos contratos de concessão, foi editada a Resolução n.º 396/2010, que instituiu a contabilidade regulatória e atualizou o manual de contabilidade, denominado Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

Vale ressaltar que, apesar de a ANEEL ter instituído oficialmente a contabilidade regulatória somente em 2010, entende-se que, a partir do momento em que o regulador exige informações ou demonstrativos adicionais aos da contabilidade societária, esse é um passo inicial de uma contabilidade regulatória. Desde a década de 1950¹³, o setor elétrico já possuía um plano de contas estruturado para o setor. Isso posto, pode-se dizer que a contabilidade regulatória já existia desde aquela época.

A justificativa da ANEEL para a instituição da contabilidade regulatória é a preservação de informações imprescindíveis à regulação e à fiscalização, as quais, segundo a

¹³ Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, “Classificação de contas para empresas de energia elétrica”.

agência, devido à convergência aos padrões internacionais, não estão mais disponíveis na contabilidade societária. Entretanto, isso acarreta mais custos às concessionárias, devendo-se avaliar se as informações extras geradas pela contabilidade regulatória superam os custos adicionais decorrentes de mais essa exigência.

Assim, desde 2010, as empresas reguladas do setor elétrico elaboram suas demonstrações financeiras sob dois enfoques: o da contabilidade societária e o da contabilidade regulatória. As informações geradas pela contabilidade regulatória fornecem os subsídios para a determinação da base de remuneração regulatória e os custos operacionais.

Devido à significância das demonstrações contábeis para este estudo, será dedicado um capítulo específico¹⁴ para aprofundar a discussão acerca da contabilidade societária e da regulatória. E, também, um capítulo¹⁵ que apresenta os três mecanismos de revisão tarifária e um histórico sobre as três revisões já ocorridas até o momento.

Portanto, vale ressaltar, mais uma vez, que será discutido, ao longo desta tese, o processo de avaliação dos ativos. Nesse sentido, importante elucidar que, seis meses antes da data de cada revisão tarifária, é elaborado um laudo de avaliação dos investimentos realizados, havendo um lapso temporal entre a mensuração e definição da BRR. Como a maioria dos insumos adquiridos se constituem em commodities, como o alumínio, o cobre, entre outros, com grande volatilidade no mercado, e com grandes variações para cima ou para baixo, pode tanto o investidor quanto o consumidor serem prejudicados. Trata-se de um risco que tem que ser suportado por uma das partes envolvidas. O fato de ser um mercado regulado não quer dizer que os investidores estão livres de risco. Esse tema será detalhado mais adiante.

O principal componente da BRR é o valor dos ativos relacionados com a prestação de serviços de energia elétrica, que são os maiores investimentos realizados pela empresa. Em vista disso, a base de ativos afeta diretamente a remuneração dos investidores e os valores pagos pelos consumidores.

Esses ativos podem ser adquiridos por capital próprio (recursos dos sócios), capital de terceiros (recursos exigíveis) ou oriundos de obrigações especiais (recursos da União, Estados, DF, Municípios e Consumidores). Os ativos adquiridos com recursos de obrigações especiais não são da concessionária, pois não foram financiados por ela, mas são geridos pela

¹⁴ Ver Capítulo 4.

¹⁵ Ver Capítulo 3.

empresa. Atualmente, as obrigações especiais são apresentadas nas demonstrações contábeis societárias como redutoras da conta do Ativo Financeiro da concessão.

Segundo a ANEEL¹⁶, a avaliação da base de remuneração deve perseguir alguns objetivos: promover a eficiência econômica; incentivar investimentos de forma prudente; e utilizar uma abordagem que seja robusta, transparente e simples.

Em relação à eficiência econômica, essa deve sempre ser perseguida, com medidas que incentivem o aumento de produção, sem, por exemplo, desperdícios de recursos, ou seja, devem-se utilizar racionalmente os recursos, buscando sempre a maximização da riqueza e o bem-estar social.

Quanto aos investimentos prudentes, a ANEEL pode excluir da BRR alguns investimentos que considerar desnecessários, ineficientes e imprudentes, portanto fazem parte da BRR somente os investimentos prudentes. São considerados investimentos prudentes aqueles realizados de acordo com a demanda que os originou, realizados com a máxima eficiência dentro de uma visão de mercado capitalista, ou seja, investimentos essenciais à prestação dos serviços.

Segundo Jamison (2005), existem duas perspectivas de prudência que devem ser observadas. O primeiro ponto de vista é se o investimento era prudente no momento em que a decisão foi tomada. Na segunda perspectiva, se a empresa buscou minimizar custos.

Essas são questões críticas frente às quais o regulador tem que se posicionar para a determinação da BRR. Pode-se dizer que é o ponto mais sensível de todo o processo de revisão tarifária, pois uma BRR que não traduz a realidade, que foi mal dimensionada ou calculada, interfere diretamente na remuneração das distribuidoras até a próxima revisão, ou seja, pelos próximos três, quatro ou cinco anos.

E, por fim, o último objetivo, que seja utilizada uma abordagem robusta, transparente e simples, não se constituindo uma tarefa fácil alcançar esse objetivo.

Jamison, Berg, Gasmi e Távara (2004) destacam duas abordagens básicas para a valorização dos ativos regulados: baseada em custos (custo histórico, ou seja, o valor original em que os ativos foram adquiridos) e baseada em valor que, por sua vez, também possui duas abordagens, valor justo e custo de reposição ou custo corrente. Pela abordagem de valor justo, avaliam-se os ativos com base no que eles valem no mercado, sendo esse valor sempre baseado nos lucros que puderem gerar aos proprietários. Já a do custo de reposição (também

¹⁶ Nota Técnica nº 268/2010-SRE/SFF/ANNEEL.

chamado de custo corrente) valoriza os ativos anualmente pelo montante que seria de sua aquisição em determinada data.

A escolha da metodologia tem impacto direto sobre a distribuição de riqueza entre investidores e consumidores. Dentre os diversos critérios de avaliação de ativo, a ANEEL utiliza atualmente dois métodos: (a) método do custo de reposição; e (b) método do custo histórico corrigido.

Quando a avaliação de ativos a custo de reposição promovida pela distribuidora não é validada pela ANEEL, geralmente adota-se como base de remuneração o valor do ativo imobilizado a custo histórico corrigido, como será melhor explanado no capítulo 3.

O ponto que é alvo desta tese é o estudo das diversas abordagens para a mensuração dos ativos das distribuidoras de energia elétrica, que implicam diretamente no valor final das tarifas. Assim, será investigado e diagnosticado nesta tese o conceito de justo valor em face aos critérios de custo histórico, custo histórico corrigido e custo de reposição, entre outros, na perspectiva dos investidores, bem como na dos consumidores e da contabilidade.

Leftwich (1980) realizou um estudo sobre as falhas de mercado e a informação contábil. O referido autor sugere que a pesquisa contábil tem que contribuir para a formulação de políticas públicas. E, para que esse objetivo seja atingido, deve-se identificar e analisar como as informações estão sendo produzidas pelo mercado privado, mercado regulado e pelas agências reguladoras. Em outras palavras, as políticas contábeis têm por objetivo contribuir para uma visão justa e verdadeira do patrimônio das empresas.

Como destaca Martins (2012), a pesquisa contábil atua em três ambientes que estão interligados: patrimonial, econômico e social.

Esta tese abrange esses três ambientes com o objetivo de contribuir para o avanço da contabilidade como ferramenta, a fim de aprimorar as políticas públicas para que essas possibilitem o equilíbrio entre os interesses aparentemente contraditórios das concessionárias e consumidores. No ambiente patrimonial, a pesquisa auxilia, principalmente, no fornecimento das informações contábeis internas da empresa (ativo, passivo, receita e despesa) para a divulgação externa (principalmente, investidores e reguladores), repercutindo essas informações nos demais ambientes. A pesquisa no ambiente econômico busca comprovar empiricamente a mensuração determinada pela regulação e se os objetivos pretendidos estão sendo alcançados. E, por último, no ambiente social, tem por objetivo avaliar os ‘atores’ envolvidos no processo de revisão tarifária, ou seja, governo, regulador,

concessionárias e consumidores, os quais geram ou utilizam as informações contábeis, bem como avaliar o impacto na mensuração das variáveis que compõem as tarifas de energia.

1.5 Levantamento das Hipóteses

Como será demonstrado na revisão conceitual, cada método vai levar a diferentes valores patrimoniais, precisando todos eles ter como objetivo a proteção e manutenção do capital financeiro (ou monetário) – MCF a longo prazo, a remuneração dos proprietários que investiram em busca de um retorno adequado e a modicidade tarifária. Esse argumento serve de alicerce para desenvolver a primeira hipótese desta tese: em um ambiente regulatório, a mensuração dos ativos pelo método do custo histórico corrigido pode contribuir para alcançar o justo valor para o investidor e consumidor?

Segundo Beesley e Littlechild (1989, p.455), o regulador tem que equilibrar os interesses dos consumidores atuais e futuros, tanto uns contra os outros e contra os interesses dos produtores presentes e futuros. Assim, com base nesse argumento, a segunda hipótese levantada é que o VNR faz com que os consumidores atuais estejam arcando com os custos de um bem que será adquirido futuramente (interesse dos futuros consumidores) e não pela prestação de serviços já realizada.

Diante do suporte teórico apresentado no próximo capítulo, algumas reflexões são necessárias:

É justo que a tarifa proporcione como receitas para a empresa valores que excedem o capital investido e o retorno sobre este com o objetivo de repor o ativo que, no futuro, pode vir a custar mais caro? E pode ser que, ainda, quando da efetiva reposição, o valor seja diverso daquele projetado tanto para cima quanto para baixo? Em outras palavras, é justo que, quando um ativo de concessão tem o seu valor de reposição alterado para maior, mas ainda possui vida útil, ocorra um aumento do seu valor para fins de depreciação e as tarifas aumentem para a recuperação de um capital que ainda não foi desembolsado? E quando o VNR for menor que o CHC, é justo que o investidor receba uma menor remuneração que não recupera o capital já investido? São essas as inquietudes que motivaram o desenvolvimento desta pesquisa.

No aspecto empírico, são utilizados dados das 63 empresas concessionárias do setor de distribuição de energia, as quais compreendem a população que será analisada neste estudo.

Foram coletadas as demonstrações contábeis¹⁷ exigidas pela legislação societária, de 1995 a 2013¹⁸, disponíveis no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e/ou site das distribuidoras. No endereço eletrônico da ANEEL, também foram coletadas as informações disponibilizadas nas audiências públicas realizadas para cada revisão tarifária das distribuidoras, principalmente, as notas técnicas, as quais trazem o resultado definitivo em que constam os valores aprovados para a determinação das tarifas, como o AIS, IRT, BRR, entre outros.

Posteriormente, as demonstrações contábeis de cada empresa serão atualizadas monetariamente até 2013, possibilitando extrair os dados mensurados pelo método do custo histórico corrigido.

Os valores constantes nas notas técnicas, que estão calculados pelo método do valor novo de reposição, serão estimados a CHC, para comparação. Também é aplicado o teste de médias para verificar as diferenças das variáveis quanto ao método de mensuração (VNR x CHC) para o ano em que ocorreram as revisões tarifárias, realizando-se uma análise conjunta das empresas.

O Capítulo 5 traz detalhadamente os procedimentos realizados.

1.6 Estrutura da pesquisa

Esta pesquisa está estruturada em 6 capítulos. O primeiro capítulo, denominado introdução, apresenta a contextualização do trabalho, o problema investigado, os objetivos e a justificativa, além das hipóteses levantadas.

O segundo capítulo é caracterizado por uma análise sistematizada e bem fundamentada das abordagens e métodos de avaliação dos ativos do setor de distribuição de energia elétrica, bem como as vantagens e as desvantagens.

No terceiro capítulo, descreve-se sucintamente o histórico da metodologia de revisão tarifária periódica – RTP, como também apresenta a descrição detalhada dos componentes do reposicionamento tarifário, principalmente, a composição da Parcela B e o Fator X.

¹⁷ Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado do Exercício, Demonstração de Fluxo de Caixa, Demonstração de Origens e Aplicações de Recursos e Notas Explicativas.

¹⁸ Não são todas as empresas que possuem dados desde 1996, pois foram constituídas após essa data ou não havia dados disponibilizados.

Já o quarto capítulo compara brevemente a contabilidade societária com a contabilidade regulatória e abre uma discussão do custo-benefício para as distribuidoras da obrigatoriedade de preparar demonstrações contábeis voltadas para o investidor, bem como a exigência do regulador em apresentar as demonstrações contábeis regulatórias.

O capítulo cinco apresenta os resultados encontrados oriundos dos procedimentos realizados de acordo com a metodologia. Nesse sentido, buscou-se realizar uma análise crítica dos resultados e expor as conclusões sob a ótica do consumidor e do investidor, com sugestões para o regulador acerca do aprimoramento das políticas públicas para a mensuração das tarifas.

No capítulo 6, são apresentadas as considerações finais sobre a aplicação das abordagens e metodologias na mensuração dos ativos no ambiente regulatório das distribuidoras de energia elétrica.

E, por fim, são citadas as referências bibliográficas e apresentados os apêndices que trazem informações adicionais.

2 REVISÃO CONCEITUAL

Este capítulo tem por objetivo apresentar os principais argumentos para a sustentar as discussões realizadas na pesquisa, estando dividido em quatro seções.

A primeira seção define o conceito de justo valor utilizado nesta pesquisa. A segunda seção é caracterizada por uma análise sistematizada e bem fundamentada das abordagens e métodos de avaliação dos ativos em geral e específicos do setor de distribuição de energia elétrica, com suas vantagens e desvantagens. Na terceira seção, descrevem-se os reflexos da depreciação no processo de mensuração das tarifas. Objetiva-se, com isso, demonstrar o comportamento da depreciação em relação aos diferentes métodos de avaliação. Já a quarta seção destaca o papel da inflação nos arranjos de longo prazo,

Não será questionado aqui o modelo de regulação adotado atualmente pela ANEEL, que é a regulação por incentivos tipo preço teto (*price-cap*). Para aprofundar sobre esse tema, vários trabalhos estão disponíveis, entre eles, os de Pires e Piccinini (1998), Ramos (2003) e Tozzini (2006). O foco é a mensuração base de remuneração regulatória sob a ótica do modelo de regulação adotado no Brasil.

2.1 A ‘Justeza’ do Justo Valor

Como já citado na introdução, é consenso que as concessionárias de serviço público devem receber um retorno justo sobre o capital investido, e que sejam cobradas tarifas também justas dos consumidores, com prestação de serviços de qualidade. O que se discute é o que se entende por ‘justo’, ou seja, qual o justo valor que o investidor deve receber sobre os investimentos realizados e, ainda, que proporcione a modicidade tarifária.

Nesse sentido, é necessário garantir a razoabilidade dos serviços em termos de preço e qualidade e, ao mesmo tempo, proporcionar aos monopolistas meios suficientes para a manutenção e operação e, ainda, incentivar novos investimentos.

Segundo Brennan e Schwartz (1982), essa é a principal missão do regulador na determinação das tarifas, por isso o objetivo é combinar a equidade entre investidores e consumidores com incentivos adequados para a gestão das empresas. Com esse pensamento,

os reguladores precisam definir três pontos cruciais: a base tarifária; a taxa de retorno sobre a base tarifária; e, por último, o preço máximo a ser cobrado.

Muitos autores defendem que o ideal seria estabelecer a metodologia de avaliação patrimonial no momento da privatização, o que ocasiona a definição do método adequado, mas não é o que acontece na prática (Grout, Jenkins & Zalewska, 2001 e 2004; Grout & Jenkins, 2001; Foster & Antmann, 2004).

Pedell (2006) destaca a importância de se definir, na oferta pública inicial, a metodologia de avaliação a ser utilizada para se avaliarem os ativos para a base tarifária, pois os investidores levam esse dado em consideração ao realizar as suas propostas. Muitos problemas poderiam ser evitados na determinação do justo valor se fosse definido o critério de mensuração dos ativos no edital de privatização.

Segundo Grout, Jenkins e Zalewska (2004), as empresas, quando privatizadas, tendem a ter valores de mercado abaixo do custo de reposição, embora, no Reino Unido, todos os serviços públicos primários (água, energia elétrica, telecomunicação) tiveram valorizações de mercado no primeiro dia de negociação. No entanto, esse montante varia de acordo com o serviço público como, por exemplo, o valor de mercado no setor de água foi menor em 4% em relação ao custo de reposição, o de gás, em 42%, e o de energia, em 60%.

Deve-se, entretanto, ter cuidado ao se compararem os processos de privatização ocorridos em nível mundial, haja vista que cada país tem o seu contexto regulatório e empresas com diferentes estruturas. E, ainda, as práticas contábeis são diversas, sistemas tributários específicos, possuindo cada país e setor suas próprias idiossincrasias, por isso o regulador precisa ter cuidado ao buscar as experiências de outros países, principalmente, pela estrutura de custos, demanda e sistema tributário.

O que se pretende nesta seção é apresentar o conceito de justo valor no âmbito desta pesquisa. Adota-se neste estudo que o justo valor é o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor e o retorno adequado aos investidores.

2.2 Base de Remuneração Regulatória – BRR

A BRR é o ponto de partida para o cálculo da remuneração capital (RC) investido pela distribuidora, bem como da quota de reintegração regulatória (QRR). A Tabela 2 traz um

resumo da Base de Remuneração Regulatória aprovada em 2014 da concessionária Ampla S/A, referente ao terceiro ciclo de revisão tarifária. É importante enfatizar que a Reserva Global de Reversão – RGR foi extinta em 2013 e não constará na BRR do próximo ciclo, com início previsto para 2015.

Tabela 2 - Modelo da Base de Remuneração Regulatória

Nota Técnica nº 122/2014-SRE/ANEEL - Ampla Energia e Serviços S/A	
Descrição	Valores R\$
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	7.537.216.689
(2) Índice de Aproveitamento Integral	13.344.122
(3) Obrigações Especiais Bruta	490.839.101
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.892.190
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	6.634.141.276
(6) Depreciação Acumulada	3.185.157.925
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	4.352.058.764
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.450.179
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	4.346.608.585
(10) Almoxarifado em Operação	0
(11) Ativo Diferido	0
(12) Obrigações Especiais Líquidas	394.825.761
(13) Terrenos e Servidões	95.772.478
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	4.047.555.302
(15) Saldo - RGR PLPT	17.539.393
(16) Saldo - RGR Demais Investimentos	13.229.571
(17) Taxa de Depreciação	4,10%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	271.999.792
(19) WACC Real Antes de Impostos	11,36%
(20) Taxa RGR PLPT	1,35%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	3,62%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14-15-16)]*(19)	457.022.620

Fonte: ANEEL

Note-se que o primeiro item da BRR é o Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) mensurado, nesse caso, a Valor Novo de Reposição, que é a metodologia adotada atualmente pela ANEEL. Por esse motivo, qualquer alteração no cálculo do AIS afeta os demais componentes para a determinação da Remuneração do Capital (RC) e da Quota de Reintegração Regulatória (QRR). Neste tópico, será analisado somente o AIS quanto ao método de valoração, sendo os demais componentes discutidos no próximo capítulo.

A seleção da metodologia mais apropriada para a definição da BRR é complexa e envolve muitos aspectos. Os investimentos realizados impactam diretamente nas tarifas e na sustentabilidade do setor e, por isso, a importância da mensuração justa dos mesmos. E, ainda,

é notório o caráter de especificidade e irreversibilidade de alguns ativos envolvidos. O primeiro passo após o levantamento de todos os ativos é a sua valoração que, como já citado, é realizada, atualmente, com base no custo de reposição e não pelo valor contabilizado nas demonstrações financeiras, segundo a legislação societária. Logo após, aplica-se o índice de aproveitamento, com base no conceito de investimentos prudentes, ou seja, aqueles ativos que expressam sua efetiva utilização nas atividades de distribuição, pois somente tais investimentos devem compor a base de remuneração. Em outras palavras, o consumidor somente deve arcar com os custos daqueles investimentos pertinentes e em efetivo funcionamento para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, o valor apurado é subtraído do AIS para cálculo da BRR bruta, bem como as obrigações especiais¹⁹ brutas e bens totalmente depreciados. Os bens totalmente depreciados e ainda em funcionamento já foram pagos pelo consumidor durante a vida útil econômica estipulada pelo regulador, por isso não entram para o cálculo.

O enfoque, a partir de agora, recai na mensuração do AIS, suas abordagens e critérios de avaliação.

O critério de avaliação é uma questão controvertida e vem sendo objeto de intenso debate, há décadas, em todo o mundo. A existência de diversas metodologias com resultados bastante variáveis aumenta ainda mais a responsabilidade dos órgãos reguladores. E são esses resultados encontrados que devem ser justos e razoáveis.

Antes de tratar do AIS propriamente dito, é necessária uma breve discussão sobre a mensuração de ativos de maneira geral.

2.2.1 Mensuração do Ativo

Hendriksen e Van Breda (2007, p. 319) definem mensuração como “o processo de atribuição de valores monetários a objetos ou atividades associadas a uma empresa”. Há muito se discute qual método apropriado de mensuração de ativos e passivos para os usuários da informação contábil e ainda não se tem uma resposta única, embora chegar a um único

¹⁹ Como já citado na introdução, os recursos para as obrigações especiais não são da empresa, por isso os investimentos realizados para o cumprimento dessas obrigações devem ser retirados.

critério para todos os eventos econômicos que devem ser reconhecidos pela contabilidade não é tarefa fácil, ou ainda não é possível devido ao avanço das transações ao longo dos anos.

Qualquer método de avaliação empregado não resulta no valor exato do ativo naquele momento e, sim, em um valor aproximado do real valor monetário, lembrando-se que a contabilidade não é uma ciência exata e, sim, uma ciência social que leva em consideração vários interesses na geração de valor.

A teoria contábil preconiza que se deve escolher o método de mensuração que melhor represente a realidade econômica, ou seja, que produza uma informação contábil que favoreça a tomada de decisão. Em outras palavras, que desempenha um papel vital que influencia as decisões.

Como cita Iudícibus (2010, p. 128), “Verifica-se que, no âmago de todas as teorias para a mensuração dos ativos, se encontra a vontade de que a avaliação represente a melhor quantificação possível dos potenciais de serviços que o ativo apresenta para a entidade”.

Cada metodologia possui pontos de vista diversos de um mesmo objeto devido a critérios de imputação temporal.

Martins (2000) salienta que, no longo prazo, todas as metodologias de avaliação chegam ao mesmo lucro e caixa, sendo a inflação e o custo de oportunidade os únicos fatores que podem distorcer o lucro. Por conseguinte, do ponto de vista teórico, cada abordagem possui suas vantagens e desvantagens de acordo com a situação em que for empregada, não existindo um enfoque superior, a priori.

O trabalho seminal de Edwards e Bell (1961) defende a utilização de valores de entrada para avaliação dos ativos: custo presente, custo corrente (reposição) e custo histórico corrigido.

Segundo Martins (2001, p. 28), “os valores de entrada representam o sacrifício que a empresa teve (passado), tem (presente) ou terá (futuro) que realizar para adquirir um dado recurso”. Já os valores de saída buscam aproximar os ativos de seu valor econômico. São esses valores os que podem ser auferidos com a ‘venda’ de seus ativos, também chamados de benefícios. A diferença entre os sacrifícios e benefícios nada mais é que o lucro auferido da atividade econômica.

Vale destacar que o valor justo (*fair value*) é um valor de saída. No entanto, valor justo não é uma base de mensuração universal utilizada e, sim, um conceito que contém diversos critérios para se atribuir valor. Hendriksen e Van Breda (2007, p. 309) salientam que o valor

justo não é uma base específica que possa ser aplicada de maneira generalizada às demonstrações financeiras e, sim, uma combinação de bases de avaliação.

Em termos normativos, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) define valor justo “como o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração” (CPC 46, item 9). Essa é a mesma definição utilizada pelos órgãos normativos internacionais como: *International Accounting Standards Board* (IASB) e *Financial Accounting Standards Board* (FASB).

Para Iudícibus (2010), os valores de entrada são mais adequados para a avaliação dos ativos, de maneira geral, uma vez que eles podem proporcionar a manutenção da capacidade física da empresa sem novos investimentos.

Uma das grandes dificuldades na mensuração de um ativo a preços presentes é quando não há mercado ativo para o mesmo, pois isso aumenta o grau de subjetividade e julgamento por parte dos gestores, bem como quando há elevada participação de custos irre recuperáveis (*sunk costs*)²⁰, como ocorre no setor elétrico. Uma medida objetiva para o ativo seria o seu valor líquido realizável, entretanto, quando não há uso alternativo para esse ativo, esse valor seria zero.

Assim, nesta tese, não é intenção buscar uma base de avaliação ideal única, muito menos verdades absolutas e, sim, demonstrar os efeitos de cada conceito e critério no tratamento da base de remuneração regulatória dos ativos e sua influência na problemática da determinação da tarifa no setor elétrico brasileiro.

2.2.2 Mensuração dos Ativos do Setor de Distribuição de Energia Elétrica

Quanto ao setor de utilidades, entre eles, o setor de energia, vários são os critérios de mensuração que também são encontrados na literatura com diversas terminologias. A diferença ocorre no aspecto temporal, em que as transações podem ter como base valores passados, presentes ou futuros, bem como nos insumos que compõem os ativos, podendo

²⁰ Também denominados custos afundados, que são aqueles custos irreversíveis ou de valor residual nulo devido ao alto custo de reaproveitamento ou porque certos ativos só apresentariam valor de troca no próprio setor e, portanto, em situação recessiva do setor, tenderiam a valer muito pouco, na medida em que não encontrariam compradores (Seroa da Motta, 2009).

serem esses mensurados em termos individuais ou em conjunto, e tal fato leva a valores discrepantes para os ativos.

Deve-se atentar também para a equidade intergeracional, pois, sendo os ativos de longa vida útil que ultrapassam gerações, as tarifas cobradas devem refletir o consumo do ativo em cada período, ou seja, o consumidor deve arcar de acordo com a proporção do ativo utilizado e não por aquele que ainda não está em funcionamento. Enfim, o que se busca é a base de mensuração ideal para o setor elétrico, que proporcione uma tarifa justa tanto para o consumidor quanto para o investidor.

Elphick (1999) cita quatro critérios de mensuração, não existindo conceitos corretos ou errados, sendo cada um deles útil em determinada circunstância. Esses critérios são: valor realizável líquido (valor de mercado corrente); custo histórico; custo de reposição; e valor em uso. Já Greenwald (1980) destaca três métodos admissíveis para a mensuração dos ativos: custo histórico; custo de reposição; e o custo corrigido pela inflação.

Enfim, cada método vai levar a diferentes valores patrimoniais, necessitando todos eles terem como objetivo a proteção e a manutenção do capital financeiro (ou monetário) a longo prazo, bem como a remuneração dos proprietários que investiram em busca de um retorno adequado.

²¹O Economic Insights (2009) destaca duas grandes limitações da teoria da regulação que ainda não foram resolvidas: o não reconhecimento da natureza dos ativos de rede como custos irrecuperáveis (*sunk cost*) e a utilização inadequada do princípio da manutenção do capital financeiro real. Outro ponto é a definição de como os ativos serão valorados, ou seja, como a base de ativos regulatórios será mensurada a partir da regulação, que é o foco desta tese. Bertram e Twaddle (2005) destacam que a definição da valoração dos ativos ficou mais difícil nos países onde a indústria era estatal, pois não havia um controle contábil rígido ou porque os ativos estavam subvalorizados.

Um dos grandes desafios da regulação é atingir o princípio da manutenção do capital financeiro das empresas reguladas na determinação da política tarifária, pois, para a sobrevivência e sucesso de uma organização, é imperativa a manutenção do capital.

Segundo Szuster (1985), a manutenção do capital monetário ocorre se o valor do investimento realizado pelos acionistas for mantido ao longo do tempo, sem considerar os

²¹ A Manutenção do Capital Financeiro real significa que a empresa regulada é compensada por despesas e investimentos eficientes de tal forma que, em uma base *ex-ante*, seu capital financeiro é mantido, pelo menos, em termos de valor (Economic Insights (2009)).

tipos de ativos existentes na empresa, mas apenas seus valores. Todavia, o autor alerta para a necessidade de se corrigir esse capital por um índice que possa medir a variação média geral de preços (inflação).

Como já salientado, o foco desta tese é a mensuração dos ativos no setor elétrico do segmento de distribuição, tratando-se de um setor regulado e monopólio natural. Essas características precisam ser levadas em consideração quando da determinação do critério de mensuração.

Os ativos utilizados na prestação de serviços públicos devem ser mensurados com vistas a proporcionar um retorno *justo* para os investidores e, ao mesmo tempo, uma tarifa acessível para os consumidores e com serviços de qualidade. Devem-se impedir transferências de renda espúrias aos monopolistas, mas deve-se impedir também o benefício ao consumidor à custa da perda do investidor, porque isso coloca em risco a continuidade de investimentos no setor. O que se busca é o equilíbrio entre o custo e o nível de qualidade, e encontrar esse patamar é difícil, principalmente, devido à assimetria de informação e mercados imperfeitos.

Há os que defendem a utilização do valor contábil (*book value*), pois esse representa o valor pago pelo investidor, entendendo-se que esse é o *justo* valor sobre o qual o retorno *justo* deve ser pago (Greenwald, 1980).

Segundo Foster e Antmann (2004), as diversas metodologias de avaliação disponíveis proporcionam resultados bastante divergentes quando aplicadas nas empresas reguladas. Além disso, quando da decisão do método de avaliação, deve-se levar em consideração o momento da privatização, a qualidade das informações contábeis e o marco regulatório.

Sabe-se que, no Brasil, quando da privatização do setor elétrico, não foi determinada a metodologia de mensuração dos ativos. Essa discussão foi postergada para o primeiro ciclo de revisão tarifária. O marco regulatório não existia, tendo início somente em 1996 com a criação da ANEEL. Atualmente, o setor já está consolidado, não havendo mais privatizações e, sim, aperfeiçoamentos da metodologia de avaliação.

Entretanto, vários contratos de concessão terminam entre 2015 e 2016, havendo o desafio da justa indenização dos ativos não amortizados, que passa novamente pelo crivo da avaliação dos ativos pelo método adotado pelo regulador.

Enfim, são muitas as abordagens para a mensuração dos ativos com a finalidade de determinação da tarifa. Com base na literatura existente, esta tese adota duas grandes abordagens para o cálculo da base de remuneração regulatória dos ativos: (a) método baseado no custo dos ativos; e (b) método híbrido, conforme mostra a Figura 7, e que serão discutidos,

separadamente, nos próximos tópicos. Entende-se que os métodos selecionados englobam grande parte dos existentes, inclusive, alguns se diferenciam somente na nomenclatura, haja vista que os conceitos são os mesmos.

Ademais, independentemente, do método adotado, um requisito primordial é a consistência na valoração dos ativos ao longo do tempo, pois isso auxilia na redução da incerteza e na percepção de risco por parte dos investidores.

Figura 7 - Abordagens para o Cálculo dos Ativos

Fonte: Elaborada pela autora

Como exposto na Figura 7, existem diversas abordagens gerais que utilizam os custos dos ativos, não necessariamente apenas os valores contábeis baseados em custo histórico ou custo de produção. Assim, neste estudo, serão considerados: custo histórico, custo histórico corrigido e o custo de reposição em duas abordagens, o valor novo de reposição e o custo de reposição otimizado e depreciado.

A assimetria de informação, que é peculiar ao setor elétrico, favorece a ocorrência de risco moral²² (*moral hazard*). Apesar de poder o comportamento oportunista também ocorrer no custo histórico, como, por exemplo, aquisição de equipamentos acima do valor de mercado, esse método parece mais confiável, pois deve refletir o valor desembolsado na aquisição ou construção dos ativos, ou pode, pelo menos, mitigar esse problema, não

²²Macieira (2006) analisou o risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica.

refletindo, todavia, o valor do dinheiro no tempo. Já o custo histórico corrigido é atualizado monetariamente por um determinado índice geral de preços, alterando os valores registrados a custo histórico de valores nominais para valores reais de uma efetiva capacidade geral de compra da quantidade monetária envolvida, ou seja, o valor de aquisição ou construção no momento do reconhecimento, mas em valores reais de capacidade geral de compra em determinada data. Dessa forma, o CHC também pode colaborar para coibir o risco moral, com remuneração mais próxima da realidade.

E, por último, o custo de reposição (VNR ou CROD) reflete o valor do ativo como se fosse construído ou adquirido a preço corrente. O resultado apurado por esse método preserva a manutenção do capital físico, pois parte do capital será utilizado na reposição dos ativos. Trata-se essa de uma visão prospectiva em que ocorre uma mudança temporal na medição das entradas e saídas, além de demonstrar o que sobrarão na caixa após a reposição dos investimentos.

Entretanto, esse método pode premiar ou punir o investidor e, inversamente, o consumidor. Quando o custo de reposição for acima do capital empregado, em termos de um investimento atualizado monetariamente, é o consumidor atual que financia os ativos futuros por meio das tarifas mais altas. Se ocorrer o oposto, custo de reposição abaixo do capital empregado em termos “reais”, atualizado monetariamente, as tarifas serão mais acessíveis, porém, prejudicando as distribuidoras, pois essas não conseguem repor o capital investido.

Foster e Antmann (2004) afirmam que a abordagem pelo custo de reposição reflete o valor dos ativos para o negócio. Mas, devido à longa duração dos ativos utilizados no setor elétrico, a mensuração pelo custo de reposição torna-se complexa, em virtude de três fatores: inflação, depreciação e mudanças tecnológicas. Pardina, Rapti e Groom (2008) argumentam que esse método pressupõe que o ativo existente é o mais eficiente.

Assim, a mensuração pelo custo de reposição, por sua natureza, exige muito mais um alto grau de julgamento que aquela pelo custo histórico corrigido ou não. Esse método também se mostra complexo para sua implementação e dispendioso para a sua manutenção e monitoramento, podendo ainda ser contaminado pelo progresso tecnológico e pela volatilidade das commodities.

Segundo Gomide (2005), o custo de reposição tende a ser menor que o custo histórico devido a inovações tecnológicas. Entretanto, no setor elétrico, esse fato não é regra, mas somente uma tendência, a julgar que os insumos necessários aos investimentos são

commodities com muita volatilidade. E a remuneração do investidor precisa refletir esses riscos inerentes à atividade de distribuição.

Considere-se uma situação hipotética em que um investidor incorre em gastos de \$100 milhões para instalar ativos fixos de distribuição sem a possibilidade de uso alternativo (custo afundado), regulado pela abordagem de custo de reposição e com uma revisão tarifária de quatro em quatro anos. Durante esse período, o retorno do investimento inicial foi adequado, entretanto, entre o lapso de tempo até a próxima revisão, ocorreu uma evolução tecnológica em que se reduz o custo de reposição para \$95. Nesse modelo, o investidor irá receber, nos próximos anos, uma remuneração aquém do investimento realizado. Pode-se afirmar, acerca desse caso, que ocorrerá uma expropriação de riqueza pelo regulador e ausência de incentivos para novos empreendimentos, visto ser necessária a previsibilidade de ganhos para o investidor planejar suas despesas futuras. Assim, o regulador busca atrair novos investimentos a menor preço, entretanto esses se mostram insuficientes para recuperar os custos passados. E essa visão não atende ao critério da equidade.

Como Small e Ergas (1999) citam: “muitas formas de regulação têm como objetivo evitar ganhos exorbitantes das empresas, mas não viabilizam uma proteção quanto a perdas advindas do modelo de regulação”.

Esse ponto é crucial para o entendimento desta tese, tendo em vista que, quando o custo de reposição é menor que o custo histórico corrigido, o consumidor está sendo beneficiado com baixas tarifas, mas, ao mesmo tempo, o investidor não recupera o capital anteriormente investido. Se ocorrer o contrário, ou seja, quando o custo de reposição for maior que o custo histórico corrigido, o investidor está sendo remunerado pelo capital investido mais um excedente, a fim de propiciar capital para quando o ativo tiver que ser substituído. Isso significa que não será o investidor que tirará dinheiro de seu bolso, no futuro, para o acréscimo de investimento a fim de repor um determinado ativo mais à frente, mas, sim, o consumidor de agora é que estará financiando esses recursos. Será justo que o consumidor faça esse financiamento e que, além disso, o investidor, sem fazer esse investimento incremental, venha a ter remuneração sobre ele?

Deve-se levar em consideração que as concessões são de longo prazo, mas chegam ao fim. Além disso, o investidor de hoje não é necessariamente o de amanhã, podendo ocorrer a troca de investidores. Se o investidor anterior, que recebeu a menor devido ao custo de reposição reduzido, não continuar a operar a concessão quando do término do contrato, ele arcará com o retorno abaixo do capital empregado. E ainda, se for ao contrário, o investidor

receber um valor maior do que aplicou, ele terá embolsado recursos acima do custo de capital empregado. Essa é uma questão de política pública a ser delineada pelo regulador. Se o regulador optar por reduzir as tarifas, mesmo que o investidor tenha prejuízo, é uma questão de política pública, no entanto, deve-se avaliar o custo dessa decisão para os próximos investimentos, visto que a taxa de retorno terá que ser maior a fim de recuperar as perdas.

A Comissão Australiana de Competição e do Consumidor²³ - ACCC (1998) afirma que “um retorno sobre o custo de reposição é o máximo que uma empresa monopolista poderia ganhar em um mercado perfeitamente disputado”²⁴. No entanto, a Comissão alerta que o conceito de *contestable market* é em relação a um mercado competitivo e, além disso, não pode ser aplicado a *ativos* específicos para fins regulatórios.

Ainda, Johnstone (2003) argumenta que o custo de reposição para a mensuração dos ativos existentes inflaciona as tarifas e proporciona um retorno exorbitante sobre os investimentos. Isso significa que ocorre uma transferência de riqueza dos consumidores para os investidores quando o custo de reposição for maior que o custo histórico corrigido.

E mais, o custo de reposição eleva o nível de subjetividade, pois depende de fatores que ainda acontecerão. Como veremos adiante, surgiram refinamentos desse método, dependendo do setor a ser utilizado. No setor elétrico, os mais utilizados são o Custo de Reposição Otimizado e Depreciado e o Valor Novo de Reposição.

O CHC e o CR são modelos diferentes do Custo Corrente Corrigido (CCC), conforme defendido por Szuster (1985), para a distribuição de lucros. O CCC reconhece os efeitos tanto da variação geral de preços quanto da variação de preços específicos, podendo os preços específicos terem um comportamento diferente da inflação geral.

Como demonstrado, não existe consenso na literatura quanto à metodologia a ser utilizada pelos reguladores, mas existem concepções diferentes que levam a consequências variadas. A participação da sociedade nesse processo é reduzida, devido, principalmente, à complexidade do tema. Assim, a transparência dos modelos tarifários é de extrema importância, inclusive, para ser mais compreensível para o consumidor. A sociedade precisa saber as razões da escolha de um método em detrimento de outro, devendo a governança regulatória dar credibilidade à ação do regulador com a divulgação detalhada dos aspectos

²³ Australian Competition and Consumer Commission.

²⁴ A return on replacement cost is the maximum that a monopoly firm could earn in a perfectly contestable market.

técnicos da regulação. A seguir, discute-se cada abordagem, demonstrando as vantagens e desvantagens de cada metodologia.

2.2.2.1 Custo Histórico (CH)

O custo histórico tem por função propiciar uma contabilização baseada no conceito de que lucro é o resultado obtido devido a investimentos realizados no passado. Esse tipo de custo tem sido a base de mensuração mais utilizada na contabilidade, pois tem a vantagem de ser baseado em dados contábeis de fácil confirmação, ou seja, reduz a necessidade de julgamentos para a avaliação dos ativos. Entretanto, é relevante somente no momento da aquisição ou produção do bem, visto que, logo após, começa a perder a substância econômica em virtude de diversos fatores, como a inflação e/ou alteração dos preços específicos devido à tecnologia, por exemplo. O ativo registrado a CH em tempos de grandes mudanças tecnológicas pode estar superestimado nas demonstrações contábeis, pois, nesse caso, a tendência é que o ativo moderno seja mais barato, podendo, inclusive, obrigar ao registro de seu *impairment*, ou seja, de perda da parcela não recuperável no futuro.

Parte do lucro apurado por esse método pode ser ilusório (pode não ser acréscimo patrimonial), pois, nesse aspecto, para a apuração do lucro, não é levada em consideração a sua data de formação. Esse lucro foi calculado com valores de moeda em diversas datas e, portanto, não representa a realidade, por isso parte desse lucro não se constitui em acréscimo patrimonial, pois só existe acréscimo patrimonial pelo excedente ao efeito inflacionário.

Nas empresas reguladas, esse método também é chamado de custo histórico depreciado (CHD), que nada mais é que o valor dos ativos diminuído de sua depreciação. A vantagem dessa abordagem é ter por base a informação contábil registrada nos demonstrativos, reduzindo a necessidade de se utilizarem julgamentos para a avaliação dos ativos (Economic Insights, 2009).

Alguns adjetivos contribuem para a adoção do custo histórico: objetividade, praticabilidade e verificabilidade. No entanto, como já comentado, esse tipo de custo possui pouca representatividade como medida de valor, sendo indispensável um equilíbrio entre a objetividade e a precisão. Não adianta ser o método objetivo, mas impreciso na mensuração. O valor contábil a custo histórico é distorcido quando há inflação, visto que, mesmo quando o índice é baixo, tende a estar subestimado, pois está contabilizado em valores nominais do

passado e não reais em capacidade de compra da moeda de hoje. Outra desvantagem desse método é que ele está alicerçado sobre pilares robustos de prudência.

Trazendo a discussão para o setor elétrico, não há muito a se discutir sobre esse método para a determinação da tarifa, pois os custos são, geralmente, atualizados monetariamente por um índice de reajuste de preços. Assim, quando se fala em custo histórico para a mensuração da tarifa, a sua atualização monetária é levada em consideração, principalmente, para manter o equilíbrio econômico financeiro a que as concessionárias têm direito.

Apesar de esse método apresentar praticidade e não dar margem a julgamentos, ele acaba por ser invalidado, pois, na presença de inflação, o ativo é subavaliado. Portanto, trata-se de uma objetividade cega, extremada, com pouco significado econômico. Em resumo, esse modelo só será válido se atualizado monetariamente, conforme será discutido no próximo tópico.

2.2.2.2 Custo Histórico Corrigido (CHC)

Custo histórico corrigido é o valor pelo qual o bem foi registrado inicialmente, sendo, posteriormente, atualizado por determinado índice de variação de preços, ou seja, possibilita a manutenção do custo original em data posterior. Não se trata de custo corrente, sendo apenas o custo histórico recalculado em função de variações do poder aquisitivo geral da moeda. Também, não representa o novo valor de mercado do ativo, mas representa o valor do ativo atualizado, monetariamente, do que tiver sido pago pelo bem na data da sua aquisição, e não o valor do ativo a preços de reposição ou venda. Seu objetivo é somente refletir os efeitos da inflação e não produzir valores de mercado, sendo o resultado mensurado em termos da capacidade geral de compra da moeda de uma certa data. Esse tipo de custo apresenta a mesma filosofia do custo histórico, de que lucro é o resultado obtido de investimentos realizados no passado, mas somente depois dos valores corrigidos.

Segundo Martins (1972, p. 2), é possível, com esse método, colocar vários custos ocorridos em datas distintas em valores de capacidade aquisitiva de mesma data, proporcionando uma melhor comparabilidade.

Essa comparação é uma das grandes vantagens desse método, ou seja, trazer os valores das transações para uma mesma data e uma moeda de poder aquisitivo constante (ou seja, moedas de épocas diferentes, como se fossem iguais), permitindo, ainda, a manutenção do capital monetário. É importante destacar que, mesmo em um ambiente de baixa inflação, esse método não pode ser desprezado, pois é vital se refletir a mudança dos valores no tempo. Outro benefício é a minimização do risco de descapitalização que afeta o nível de investimento a ser realizado pela companhia ou, ainda, a descontinuidade da mesma.

No Brasil, a correção monetária dos balanços passou a ser obrigatória em 1964, com a sanção da Lei nº 4.537, mas já era facultativa desde 1944. No entanto, em 1995, essa lei foi extinta, em virtude da promulgação da Lei nº 9.249/95. O tema foi bastante debatido por Martins em vários trabalhos: Martins (1984 e 1985) e nos Boletins IOB – Temática Contábil e Balanços (1982; 1984, 2002 e 2004); Santos e Barbieri (1990); Barbieri (1996); Santos (2001 e 2002). Outros estudos nacionais, como os de Szuster (1985); Brunéli (1987); Feitosa (2002); Gabriel, Assaf Neto e Corrar (2003); Salotti, Lima, Corrar, Yamamoto e Malacrida (2006), e internacionais, como os de Baran, Lakonishok e Ofer (1980), Gordon (2001) e Davis-Friday (2001), demonstram a importância do reconhecimento da inflação nas demonstrações contábeis²⁵.

Vale destacar que, devido à longa convivência com a inflação no Brasil, foram desenvolvidas técnicas de correção monetária com o objetivo de gerar informações úteis para a tomada de decisão, como a Correção Monetária do Balanço (CMB) e a Correção Monetária Integral (CMI). A principal diferença entre elas é que a CMB atualiza somente os valores dos ativos permanentes e patrimônio líquido (itens não monetários), registrando seus efeitos em uma única conta na demonstração de resultados, ou seja, trata-se de uma simplificação. Já a CMI, que teve origem segundo os moldes da Contabilidade a Nível Geral de Preços²⁶, atualiza todas as contas patrimoniais e de resultados, sendo os valores das demonstrações contábeis evidenciados em moeda de poder aquisitivo constante. Embora a CMB leve a valores de resultado líquido e de balanços aceitáveis, a CMI apresenta aperfeiçoamentos que possibilitam a avaliação mais exata do patrimônio, pois identifica os itens que geraram perdas ou ganhos em virtude da inflação.

Para exemplificar, a Copel Distribuição S.A continuou divulgando, voluntariamente, as demonstrações contábeis em moeda constante até o ano de 2000. A Tabela 3 compara o

²⁵ Existem outros estudos não citados, mas que chegaram ao mesmo resultado.

²⁶ Price Level Accounting.

imobilizado líquido pela Legislação Societária com a demonstração corrigida pela inflação. Note-se que, apesar de ser um período considerado de baixa inflação, houve, em cinco anos, uma taxa acumulada de 35,29%. Esse fato subavaliou o immobilizado em todos os anos, sendo a diferença, em 2000, de 32%. Ressalta-se que, nessa Tabela, a coluna referente à moeda constante apresenta valores em capacidade de compra de cada final de ano a que se refere. Logo, os valores de cada ano também não são comparáveis entre si.

Tabela 3 - Comparação do Imobilizado Líquido				
COPEL - D				
Imobilizado Líquido	Legislação Societária	Moeda Constante	MC/LS	
1.996	1.269.807	1.504.645	118%	
1.997	1.333.990	1.551.308	116%	
1.998	1.522.142	1.754.290	115%	
1.999	1.535.373	1.905.591	124%	
2.000	1.524.187	2.005.994	132%	
Inflação Acumulada 1996 a 2000 - 35,29%				
Fonte: Demonstrações Contábeis – Copel-D				

O método CHC também é chamado de custo histórico indexado, o qual requer a base dos ativos em termos reais (corrigidos monetariamente) e, posteriormente, a sua indexação por um deflator adequado (Economic Insights, 2009). Nesse sentido, o índice a ser utilizado deve representar a realidade inflacionária e as características do setor analisado.

Trazendo essa discussão para o setor elétrico, a mensuração da BRR, segundo o custo histórico corrigido, pode provocar um sobreinvestimento e onerar as tarifas no longo prazo, comparativamente, ao que ocorreria pelo custo de reposição se esse for inferior à evolução da inflação, podendo, ainda, provocar a descapitalização. O monopolista não tem incentivos para realizar investimentos prudentes, mas pode manter ativos redundantes, com o objetivo de receber remuneração sobre eles. Entretanto, uma estrutura de governança com uma fiscalização eficiente pode resolver esse ponto.

Relembrando o que já foi citado, o regulador tem que levar em consideração a manutenção do capital monetário real para a determinação da tarifa. Além disso, o custo histórico corrigido é superior ao custo histórico e adequado para análise da eficiência econômica das organizações. Vale salientar que, se houver uma divergência significativa entre a inflação atual e a projetada, as decisões tomadas anteriormente serão prejudicadas.

A ANEEL utiliza o reajuste tarifário anual como um dos mecanismos para corrigir a tarifa nos anos em que não ocorre a revisão tarifária, utilizando o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), deduzido do Fator de Produtividade (Fator X). Os elementos que compõem a tarifa e sua atualização serão discutidos no próximo capítulo.

Divergências podem ocorrer na escolha do índice a ser utilizado e, como consequência, distorcer os relatórios, sendo essa uma desvantagem do método CHC. Cada índice possui uma metodologia diferente, sendo também calculado por vários órgãos. Como será demonstrado adiante, os valores acumulados pelos diferentes índices são bastante diversos. Nesta tese, defende-se o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, por se entender ser um bom indicador, além de refletir a inflação oficial.

Apenas para ilustrar, as Tabelas abaixo trazem um exemplo simples em que um imobilizado é adquirido por R\$ 1.000 ao final do ano zero. Nos dez anos seguintes, ocorreu uma inflação anual de 3%, e a depreciação linear, de 2% ao ano. No período, não houve aquisição de imobilizado e nem reavaliação. A Tabela 4 demonstra o imobilizado contabilizado a custo histórico, estando esse bem, ao final de dez anos, registrado com um valor líquido de R\$ 800. Já a Tabela 5 traz os ajustes da inflação, podendo-se perceber que, ao final dos dez anos, o mesmo imobilizado estaria registrado a R\$ 1.075, com uma diferença quase de 35%, o que corresponde à inflação acumulada no período.

Tabela 4 - Evolução do Imobilizado em Dez Anos sem Correção Monetária

Sem ajuste da inflação	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Imobilizado	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
(-) Depreciação Acumulada	(20)	(40)	(60)	(80)	(100)	(120)	(140)	(160)	(180)	(200)
Imobilizado Líquido	980	960	940	920	900	880	860	840	820	800

Fonte: Elaborado pela autora

Tabela 5 - Evolução do Imobilizado em Dez anos com Correção Monetária

Com Ajuste da Inflação	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Imobilizado	1.030	1.061	1.093	1.126	1.159	1.194	1.230	1.267	1.305	1.344
(-) Depreciação Acumulada	(21)	(42)	(66)	(90)	(116)	(143)	(172)	(203)	(235)	(269)
Imobilizado Líquido	1.009	1.018	1.027	1.035	1.043	1.051	1.058	1.064	1.070	1.075

Fonte: Elaborado pela autora

Se, ao final do período (sem considerar os impostos), esse imobilizado for vendido por R\$ 1.200, será reconhecido um lucro de R\$ 400 na demonstração sem ajuste da inflação e, na corrigida, um lucro de R\$ 125. Veja-se que ocorre um lucro ilusório de R\$ 275, devido, exatamente, à não correção monetária do ativo.

De modo específico, no setor elétrico, a tarifa tem por objetivo permitir a recuperação do investimento realizado no passado, mensurado pelo justo valor, e que permita também uma taxa de retorno pactuada. Esta tese defende que o CHC atende a esse objetivo, ou seja, quando a vida útil do ativo chegar ao fim, e for necessária a sua substituição, o investidor é que tem a obrigação de buscar o capital para realizar o novo investimento, e esse capital vai ser

recuperado no futuro à medida que o bem vai sendo utilizado e uma nova taxa de retorno contratada.

Isso posto, o CHC demonstra ser uma boa opção para a determinação da tarifa, principalmente, pelo equilíbrio entre custos e benefícios e, ainda, por considerar o contexto histórico e, não, variáveis incertas e discricionárias. Importante mencionar que mesmo no valor de origem podem ocorrer algumas distorções ou imperfeições na sua mensuração, principalmente no setor analisado devido ao processo de privatização.

2.2.2.3 Custo de Reposição (CR)

Enquanto o CHC realiza um ajustamento dos valores históricos, neutralizando os efeitos das variações de preços em geral, o CR reflete as variações dos preços específicos, levando em consideração, em alguns casos, as mudanças tecnológicas. O CR pode suprir as deficiências dos registros contábeis pobres, entretanto é mais subjetivo em relação aos métodos anteriores. A filosofia dessa metodologia é diferente, existindo algumas divergências entre essa filosofia e a dos métodos do CH e CHC.

Gordon (2001) analisou a relevância dos três métodos na contabilidade de 260 empresas mexicanas, de 1989 a 1995, período em que a inflação era alta naquele país. O estudo apontou uma variação na inflação no período analisado de 7% a 52%, demonstrando os resultados que o CHC e CR são superiores ao CH e, ainda, que o CR é mais relevante que o CHC, no período analisado. Vale salientar que a amostra era composta de empresas de diversos setores, não apenas do setor elétrico.

A BRR, segundo o custo de reposição, tem uma visão prospectiva e está associada à capacidade de se manterem os ativos com o grau de desenvolvimento tecnológico. Entretanto, o consumidor, nem sempre, está disposto a pagar por essa tecnologia disponível se essa propiciar tarifas mais altas, ou seja, se o custo de reposição for superior ao custo histórico corrigido.

Segundo Guthrie, Small e Wright (2006, p.2), a tendência moderna é a adoção do “*forward-looking cost rules*”, em que os custos dos ativos são baseados nos valores pelos quais um bem seria construído na data da avaliação, utilizando-se a melhor tecnologia disponível.

Embora o custo de reposição seja uma medida de avaliação válida para a determinação das tarifas, uma investigação robusta deve ser realizada para a prevenção de ganhos inesperados dos investidores, ou benefícios exagerados aos consumidores, prejudicando a continuidade da prestação do serviço. Existem, portanto, dificuldades práticas devido à subjetividade utilizada para o cálculo. Se dois peritos forem contratados para avaliar o ativo pelo custo de reposição, os valores dificilmente serão iguais devido à discricionariedade de escolhas que são necessárias como, por exemplo, ativos com diversas tecnologias disponíveis. Assim, melhorias na metodologia foram sendo propostas ao longo do tempo.

Adiante, serão discutidos dois métodos baseados no custo de reposição bastante utilizados no setor elétrico.

2.2.2.3.1 Custo de Reposição Otimizado e Depreciado²⁷ (CROD)

Esse método é visto como um refinamento do custo de reposição, pois envolve o custo atual de reposição de um ativo moderno, supondo-se que serão substituídos por ativos mais eficientes. O referido método é adotado na Austrália e Nova Zelândia.

Segundo o Economic Insights (2009), “CROD é definido como o custo depreciado de um mesmo ativo equivalente e moderno, com os valores na forma mais eficiente possível a partir de uma perspectiva de engenharia dada a capacidade de cobertura da rede, com a depreciação na base da idade dos ativos existentes”²⁸.

Spence (2004) analisou a utilização dessa metodologia no setor elétrico e concluiu que é um conceito fraco e não resolve os problemas da regulação das tarifas. Assim, a autora defende a utilização do custo atual ou uma avaliação, com acordo prévio, para um melhor resultado regulatório e preços mais justos aos consumidores.

Esse método pode levar a empresa a receber tarifas como se sua infraestrutura fosse nova, eficiente e a preços de hoje, enquanto, na verdade, esses são ativos antigos com vida útil econômica de longa duração. Isso significa que o consumidor estaria financiando um investimento realizado há muito tempo, como se ele estivesse sendo construído hoje, ou seja,

²⁷ Optimised Depreciated Replacement Cost (ODRC).

²⁸ The ODRC is defined as the depreciated cost of replicating the system using modern equivalent asset (MEA) values in the most efficient way possible from an engineering perspective, given the network's service capability, with depreciation based on the age of the existing assets.

o desempenho atual está sendo mensurado com base em investimentos estimados para o futuro e não por investimentos passados, como no CHC.

Para a mensuração do ativo pelo CROD, é necessário realizar diversas escolhas subjetivas e arbitrárias e, principalmente, de engenharia. Johnstone (2003) argumenta que é impossível auditar esse método, sendo esse um fato que deve ser levado em consideração, principalmente, nos ambientes regulados, como o do setor elétrico.

O regulador australiano defende o CROD com base na teoria econômica, apesar de reconhecer os inúmeros problemas com essa metodologia. O ACCC (1999, p. 39) explicita: “Uma interpretação do CROD é que é a metodologia de avaliação que seria consistente com o preço cobrado por um novo operador eficiente em uma empresa, e por isso é consistente com o preço que prevaleceria na empresa em equilíbrio em longo prazo”.²⁹ Como visto, não há consenso quanto a essa metodologia de avaliação.

A ANEEL, no primeiro ciclo de revisão tarifária³⁰, utilizou esse método, pois ainda não havia um banco de dados de referência disponível para as concessionárias. Entretanto, conforme expõe Teixeira (2005), a experiência brasileira com a aplicação do CROD foi um processo difícil, com consequências indesejáveis para os reguladores e a sociedade. Percebe-se, entretanto, que esse método foi adotado no papel e não, propriamente, na prática. Um breve relato da mensuração dos ativos nos três ciclos é realizado no capítulo seguinte.

2.2.2.3.2 Valor Novo de Reposição (VNR)

Esse método estabelece o preço de reposição de cada ativo, tendo como base uma empresa referência, sendo essa a principal diferença com o CROD, que, por sua vez, tem por base um ativo equivalente moderno (*Modern Equivalent Asset* - MEA).

A ANEEL estabeleceu, na Resolução Normativa nº 457/2011³¹, que o VNR “refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da

²⁹ One interpretation of DORC is that it is the valuation methodology that would be consistent with the price charged by an efficient new entrant into an industry, and so it is consistent with the price that would prevail in the industry in long run equilibrium.

³⁰ Ver Nota Técnica n.º 353/2007-SRE/SFF/ANEEL

³¹ A Resolução 457/2011 estabelece o módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição.

concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil atualizado”.

Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004) citam que esse método é defensável por não se ater aos registros contábeis, buscando retratar o custo de oportunidade do capital utilizado, embora seja pouco difundido entre as empresas brasileiras, o que pode dificultar a sua aplicação.

Entretanto, se o valor do bem novo é utilizado como a base para a determinação da tarifa, o investidor recebe uma quantia diferente daquela inicialmente investida, como, por exemplo, se o custo do bem foi \$100 e, quando da revisão tarifária, a avaliação pelo ativo novo está em \$120. Assim, o investidor recebe sobre os \$120 e não pelo \$100 realmente desembolsado, que, logicamente, tem que ser ajustado pela inflação do período para a manutenção do capital monetário, ou seja, o investidor está sendo remunerado acima do capital investido e por um valor de um bem que ainda será repostado, podendo o seu preço ser bem diferente à época. Se ocorrer o contrário, o VNR estiver abaixo do investido, por exemplo, em \$80, a empresa estará sendo expropriada, pois desembolsou \$100 e, ainda, em termos nominais.

Pelo exposto, a base pode ainda estar ‘super’ ou ‘sub’ avaliada pela subjetividade com que esse método está exposto e acarretar ônus excessivos aos consumidores ou investidores.

2.2.3 Vantagens e Desvantagens do CHC e CR

Este tópico tem por objetivo confrontar as duas metodologias (CHC e CR), por serem elas a base deste estudo, demonstrando os pontos fortes e fracos de cada uma.

A Figura 8 traz as vantagens e desvantagens do custo histórico corrigido e do custo de reposição.

	Custo Histórico Corrigido	Custo de Reposição
Vantagens	Preserva o valor do ativo Recupera o investimento e a taxa anteriormente acordada Auditável Consistente como o conceito de justo valor	Ativos próximos ao valor econômico
Desvantagens	Superestimado quando há avanço tecnológico significativo	Maior grau de subjetividade Dificuldade de encontrar ativos iguais ou similares Menos transparente Depende de fatos que ainda acontecerão Pode não recuperar o investimento inicial devido à variabilidade dos preços dos insumos, que são commodities Pode receber de volta todo o valor investido e ainda obter caixa adicional que não será chamado de lucro

Figura 8 - Vantagens e Desvantagens do CHC e CR

Fonte: Elaborado pela autora

Como demonstrado, o CHC apresenta mais vantagens do que o CR. A desvantagem do custo histórico corrigido é quando ocorre um avanço tecnológico significativo que proporcione a diminuição do valor de reposição. Entretanto, para a determinação da tarifa, o investidor deve ser remunerado pelo capital que foi investido e não pelo que irá repor no futuro. E, ainda, quando da realização do investimento, era o que tinha de mais eficiente naquele momento, não podendo o investidor ser penalizado por esse fato. O CHC é mais transparente e auditável e traz, em termos reais, o valor do ativo que foi adquirido anteriormente. E é esse valor que será a base para a sua remuneração, permitindo a recuperação do investimento em termos reais, consistente, dessa forma, com o conceito de justo valor adotado nesta tese.

Rogerson (2011) argumenta que as regras baseadas em custo são mais objetivas e, portanto, reduzem gastos no processo regulatório. O autor afirma ainda que, para a adoção de regras “*foward-looking cost rules*”, essas devem oferecer vantagens adicionais para compensar, caso contrário, não fica claro porque elas devem ser utilizadas. Em outras palavras, o CR tem que proporcionar benefícios superiores aos custos incorridos.

Uma grande desvantagem do CR é o seu grau de subjetividade, que impede um acompanhamento maior pelo regulador e sociedade, sendo, portanto, menos transparente. E, como os valores ainda estão por se concretizar, e por um longo período de tempo, pode ser que esse montante seja bem diverso daquele efetivo valor no futuro. Como já citado, alguns insumos utilizados nos investimentos são commodities com grande volatilidade e, dependendo da data do laudo de avaliação, esses preços podem estar em alta ou em baixa, prejudicando uma mensuração justa. Essa variação pode expor os investidores a riscos inesperados e, para cobrir esses riscos, tem que haver uma compensação, como, por exemplo, ajustar a taxa de remuneração acordada previamente.

Para tomada de decisão e planejamento estratégico, o CR é vantajoso, pois traz o valor do ativo próximo ao seu valor econômico, mas, para a determinação da tarifa, pode ser prejudicial para o investidor e/ou consumidor, conforme demonstrado na Figura 9.

Metodologias	Consequências
CR > CHC	Tarifas mais altas Remuneração do investidor acima do capital empregado Ao repor o ativo, não há novo investimento por parte do investidor Consumidor, por meio da tarifa, já financiou o novo ativo Investidor recebe um retorno sobre um capital que não foi investido Depreciação computada acima do que o investidor desembolsou
CR < CHC	Tarifas mais baixas Remuneração do investidor abaixo do capital investido Depreciação computada a menor do que foi desembolsado Não atende ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro

Figura 9 - Consequências da Aplicação dos Métodos

Fonte: Elaborado pela autora

Quando do laudo de avaliação realizado para a revisão tarifária, ocorre um CR maior que o CHC (ou seja, maior que a inflação do período), ocasionando uma tarifa mais alta do que o necessário; nesse caso, o consumidor estará ‘financiando’ um excedente para a reposição de um ativo no futuro. Se ocorrer o contrário, o CR for menor que o CHC, o consumidor será beneficiado, mas coloca em risco a prestação do serviço no futuro. O investidor não recupera o capital investido anteriormente, em que existia outra realidade, ou seja, outra tecnologia, que era a disponível naquele momento e considerada a mais eficiente. Nesse caso, o regulador deverá ajustar a remuneração do investidor e, por consequência, adotar o CHC, o que, ao final da vida útil do ativo, resultará no desembolso do investidor (capital próprio ou de terceiros) para a reposição do bem, devendo uma nova taxa de retorno ser pactuada para a recuperação desse capital.

A Tabela 6 mostra um exemplo numérico simples para melhor entendimento. Se um ativo foi adquirido por 100 e contabilizado e depreciado a CH, após cinco anos, com uma inflação de 3% a.a. e a taxa de depreciação de 2% ao ano, o valor líquido desse bem é 90 (houve uma depreciação de 10%). Se esse mesmo ativo for mensurado a CHC na mesma data, o seu valor será 115,93, e depreciado na mesma taxa, o seu saldo líquido é 104,34, uma variação de 15,93%, que representa a inflação acumulada no período. Simulando um CR de 120, à mesma taxa de depreciação, o valor líquido se altera para 108, o que representa uma diferença de 3,51% em relação ao CHC e de 20%, em relação ao CH. O excedente do CR em relação ao CHC é devido ao preço de reposição que foi acima da inflação. Se ocorrer um CR de 110, ocorre uma variação negativa em relação ao CHC, pois o valor do ativo, por algum

motivo (avanço da tecnologia, por exemplo), não acompanhou a inflação. Assim, mais uma vez, o investidor tem que ser remunerado pelo que ele já desembolsou, que, nesse exemplo, foi 100 e, em termos reais, 115,93.

Tabela 6 - Comparação dos métodos			
CH	CHC	CR>CHC	CR<CHC
100,00	115,93	120,00	110,00
(10,00)	(11,59)	(12,00)	(11,00)
90,00	104,34	108,00	99,00

Fonte: Elaborado pela autora

Evidentemente, existem outras políticas públicas que não a alteração do método de mensuração para ajustar essa situação, mas entende-se que essa opção pode ser mais transparente e inteligível para a verificação por parte da sociedade. Em outras palavras, existem mecanismos de correção como, por exemplo, o Fator X (que será discutido no próximo capítulo), que busca distribuir os ganhos de produtividade, mas não faz parte da Base de Remuneração Regulatória. Entretanto, nesse ponto, ocorre o poder discricionário do regulador.

2.2.4 Híbrido

O método híbrido corresponde à junção da mensuração a valor econômico e o custo de reposição, também conhecido como *Optimised Deprival Value* (ODV). Segundo o Economic Insights (2009), esse método é definido como o menor valor entre o custo de reposição otimizado e depreciado e o valor econômico.

Ainda, esse método é utilizado quando os valores do CROD e o VE diferem entre si, aplicando-se a denominada regra de privação, que seria o valor que o investidor poderia obter para os ativos, devendo, desse modo, ser recompensado por ser privado desses ativos, ou seja, a perda mínima de riqueza que a empresa incorreria se fosse privada do ativo.

O ODV de um ativo é igual ao seu custo de reposição quando a empresa iria substituir o ativo, se a empresa foi privada de seu uso; caso contrário, é igual ao valor presente dos futuros benefícios econômicos a ser gerado por esse ativo (Evans & Guthrie, 2005).

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee (2010) argumenta que a grande vantagem desse método é a semelhança com o comportamento de

uma empresa em concorrência. Mas a Associação alerta que, somente se a regulação for branda, como, por exemplo, quando a concessionária pode fixar os preços aos consumidores, é possível a sua aplicação. Em nosso ambiente regulatório, portanto, essa metodologia não poderia ser aplicada, pois quem determina o preço ao consumidor é o regulador.

Entretanto, trata-se de um conceito que merece ser discutido em trabalhos posteriores, pois, atualmente, não é possível uma análise empírica quanto a essa metodologia.

2.3 Depreciação

A depreciação contábil tem por objetivo repor uma parcela do custo do ativo que foi adquirido em determinada data e está sendo utilizado para gerar receita, ou seja, benefícios para a entidade. Essa depreciação deve ser realizada de forma sistemática ao longo da vida útil do bem e representar a redução do valor econômico do ativo em cada período. Ela é flexível e a escolha do método a ser utilizado atua diretamente com o fluxo de caixa da empresa e o lucro apurado no período.

Quando realizada a depreciação com o ativo mensurado ao custo histórico, ocorre a ‘reserva’ de parte do lucro para o restabelecimento do capital investido a valor nominal e, assim, a despesa com depreciação é menor, proporcionando maior lucro nominal, enquanto que, com o custo histórico corrigido, o efeito é como uma recuperação do capital investido atualizado monetariamente, com lucro menor, mas efetivo em termos de capacidade de compra da moeda.

Já a custo de reposição, a ótica da depreciação é alterada, pois, apesar de ainda estar vinculada ao caixa, a parcela reconhecida no resultado representa o valor do bem no futuro, quando o ativo será repostado, e não no custo de aquisição do bem, contribuindo para a manutenção da capacidade física da empresa.

Em qualquer um dos métodos, a depreciação tem relação fundamental com o lucro, ainda que não seja caixa naquele momento. Como citam Pardina, Rapti e Groom (2008), alterar a taxa de depreciação não fornece caixa adicional, mas altera a alocação dos fluxos de caixa entre lucro e depreciação. Na verdade, altera-se o fluxo de caixa total também quando essa depreciação tem efeitos tributários.

E, no setor elétrico, não é diferente. Nesse setor, a depreciação é um componente de custo importante devido ao expressivo valor dos ativos. Para a concessionária, qualquer alteração no método de depreciação pode gerar ganhos ou perdas expressivas. Para os consumidores, pode levar a desigualdades intergeracionais, ou seja, os clientes atuais estarão arcando com recursos utilizados por consumidores futuros ou vice-versa.

A depreciação é parte da recuperação do capital investido ao longo da vida útil do bem, pois faz parte da parcela B da receita requerida e não apenas a representação do desgaste ou obsolescência do ativo.

Existem três métodos mais utilizados para o cálculo da depreciação: Depreciação Linear ou Quotas Constantes; Soma dos Algarismos dos Anos ou Soma dos Dígitos; e Saldo Decrescente ou Percentagem Fixa sobre o Valor Contábil. No Brasil, a ANEEL é que define a taxa de depreciação e ela tem utilizado o método de depreciação linear, sendo esse método criticado por não refletir a taxa em que o ativo realmente diminuiu em valor.

Segundo Wanderley, Cullen, e Tsamenyi (2011), o regulador brasileiro, ao adotar esse método, assume que o desgaste dos ativos está relacionado com o tempo e não ao nível de atividade e, ainda, que a produção é constante durante toda a vida útil do ativo. Por ser constante, pode subestimar um desgaste maior ou menor da depreciação real. Isso significa que, se ocorrer um desgaste maior no ativo nos primeiros anos de utilização, a depreciação será subestimada.

Esse fato não ocorre se utilizado o método do saldo decrescente, porque, nos primeiros anos, as quotas de depreciação são maiores. O mesmo acontece em relação ao método da soma dos dígitos, se utilizado de forma decrescente, haja vista que ele também pode ser utilizado de forma crescente (que poderia subestimar a depreciação inicial também).

Vale destacar que, para a determinação da tarifa, é utilizada a depreciação regulatória determinada pela ANEEL que pode não ser a mesma taxa utilizada na contabilidade societária, a qual leva em consideração a vida útil econômica dos ativos. O regulador pode adotar políticas de incentivos para a alocação dos custos associados aos consumidores. Com a taxa de depreciação mais baixa, no curto e médio prazo, e mais alta, a longo prazo, por exemplo, os atuais consumidores serão favorecidos em relação às gerações futuras. Nesse sentido, a taxa de depreciação precisa satisfazer o objetivo de formação de preço justo aos

consumidores e investidores. A depreciação determinada pelo regulador integra a QRR que compõe a BRR, sendo ela relevante para o cálculo das tarifas³².

Assim, se as taxas de depreciação regulatória forem mais lentas que a depreciação econômica, o valor contábil pode ser maior que o seu valor econômico, ou seja, o ativo estará supervalorizado no balanço patrimonial. Nesse caso, pode ocorrer um retorno acima do justo valor. E, ainda, se ocorrer uma depreciação acelerada, em que o valor contábil seja menor que o valor econômico, os atuais consumidores estarão arcando com o ônus da substituição dos ativos.

Apesar dos vários métodos que podem ser utilizados, a depreciação não deixa de ser arbitrária, mesmo que sistemática, podendo levar a gerenciamento de resultados e intervenção política, pois se trata de um dos principais *accruals* discricionários. Por se tratar de uma indústria de capital intensivo, o setor elétrico é muito suscetível ao risco de expropriação de investimentos.

2.4 Inflação

A inflação³³ caracteriza-se pelo aumento geral dos preços. Ela provoca um declínio do poder aquisitivo da moeda e está diretamente ligada à economia e à contabilidade. A situação oposta é denominada deflação, ou seja, uma queda dos preços. Assim, enquanto a inflação reduz o valor real da moeda ao longo do tempo, a deflação aumenta esse valor real.

A Tabela 7 apresenta a inflação acumulada pelo Índice Geral de Preços – IPC, nos últimos quinze anos, de 1999 a 2013, de 21 países. É bom salientar que o Brasil já se encontrava fora do período de hiperinflação, mas, mesmo assim, o valor acumulado de 161,65% é relevante. No Japão, na maioria dos anos, houve deflação, ainda que, em 2013, houve uma inflação de 1,61% e uma média anual de deflação de 0,20%. Na África do Sul e no México, nos últimos 15 anos, a inflação acumulada foi superior a 100%, sendo a Rússia e a Turquia os países com inflação mais alta, 511% e 1.172%, respectivamente.

³² O Capítulo 03 traz com detalhes a composição tarifária.

³³ Os efeitos da inflação nas demonstrações contábeis já foram discutidos nas seções anteriores.

Tabela 7 - Inflação de 1999 a 2013

País	IPC	1999 a 2013	
	Inflação anual 2013	Média Anual	Acumulado
África do Sul	5,30%	5,23%	113,19%
Alemanha	1,43%	1,60%	26,79%
Áustria	1,87%	2,06%	35,77%
Bélgica	0,97%	2,15%	37,58%
Brasil	5,91%	6,65%	161,65%
Canadá	1,24%	1,99%	34,40%
Chile	3,02%	3,09%	57,13%
China	2,51%	2,19%	37,93%
Espanha	0,25%	2,72%	49,36%
Estados Unidos	1,50%	2,38%	42,18%
França	0,69%	1,64%	27,64%
Grã-Bretanha	2,00%	2,71%	38,74%
Grécia	-1,71%	2,73%	49,54%
Holanda	1,70%	2,09%	36,30%
Hungria	0,37%	5,63%	126,51%
Índia	9,13%	6,56%	157,02%
Itália	0,66%	2,16%	37,74%
Japão	1,61%	-0,20%	-2,98%
México	3,97%	5,17%	112,22%
Rússia	6,48%	13,06%	511,82%
Turquia	7,40%	20,06%	1172,16%

Fonte: Elaborado pela autora³⁴

É importante frisar que, mesmo com uma inflação relativamente modesta, mecanismos de ajustes devem ser adotados. Os contratos de longo prazo necessitam de indexação para a mitigação do risco de inflação, sendo essa uma prática comum nesses arranjos, haja vista que a inflação é um fator ambiental que pode impactar no processo de regulação, devendo-se buscar um índice que melhor represente as variações do poder aquisitivo.

Conforme destaca Pedell (2006), o poder concedente pode, em períodos de alta da inflação, não permitir o aumento das tarifas com o objetivo de evitar gastos adicionais aos consumidores, afetando as empresas negativamente. Em outras palavras, o setor elétrico pode ser utilizado como um mecanismo para conter a inflação durante um determinado período de tempo, pois o governo tem poder coercitivo para impedir que as tarifas de energia sejam reajustadas.

Os contratos das distribuidoras no Brasil são indexados, sendo alguns custos corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, e outros, pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M. Terrenos e servidões, por exemplo, são atualizados a partir

³⁴ Os dados anuais foram coletados do site <http://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/2013.aspx>.

dos valores contábeis pelo IPCA. Já a base blindada dos ativos das revisões tarifárias anteriores é atualizada pelo IGP-M, bem como os reajustes anuais das tarifas.

Devido ao ambiente de alta inflação vivido pelo Brasil até meados de 1990, a indexação de preços era comum, mas, com a estabilidade econômica a partir do plano real, essa prática foi abolida. Em geral, somente os contratos de longo prazo possuem indexador.

Em 2012, o governo brasileiro ventilou a possibilidade de desindexar os novos contratos de concessão e isso trouxe instabilidade para o setor de energia, mas, depois de mais estudos, a intenção foi declinada.

3. METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA - RTP

Este capítulo tem por objetivo proporcionar uma visão geral da atual metodologia de revisão tarifária periódica, destacando o reposicionamento tarifário e o fator X. E, ainda, delinear um breve histórico dos três ciclos que ocorreram até o momento.

O modelo de regulação adotado pela ANEEL é a regulação pelo preço-teto³⁵ (*price-cap*) em que, como já citado, é estabelecido um preço máximo da tarifa a ser cobrado pelas distribuidoras. Existem três mecanismos para a revisão desse preço máximo: revisão tarifária periódica (RTP), reajuste tarifário anual (RTA) e revisão tarifária extraordinária (RTE).

A RTP acontece, geralmente, de 4 em 4 anos, e tem como objetivo revisar o nível e a estrutura tarifária em que são realizadas várias audiências públicas³⁶ para debater o aperfeiçoamento das metodologias adotadas. Já a RTE, como o próprio nome diz, pode ocorrer a qualquer tempo se houver alterações significativas que podem impactar nos custos das empresas. E, por último, o RTA tem por objetivo atualizar monetariamente os custos gerenciáveis e repassar os custos não gerenciáveis. Nos anos de revisão periódica, não ocorre o reajuste tarifário anual.

O alvo deste estudo é a revisão tarifária periódica. Cada contrato de concessão possui uma data específica de revisão tarifária, com periodicidades variadas. A maioria ocorre a cada quatro anos, outras, a cada cinco anos, e somente à Espírito Santo Centrais Elétricas S.A - Escelsa³⁷ foi determinado que o prazo é a cada três anos. Após as privatizações, já ocorreram três revisões tarifárias, sendo: o 1º Ciclo, de 2003 a 2006; o 2º Ciclo compreendeu o período de 2007 a 2010; e o terceiro ciclo, de 2011 a 2014, conforme apresenta a Figura 10.

³⁵ Este estudo não se destina a discutir o melhor modelo de regulação e, sim, as dificuldades de mensuração dos ativos do setor elétrico.

³⁶ Audiência Pública é um instrumento de apoio ao processo decisório da ANEEL, de ampla consulta à sociedade, que precede a expedição dos atos administrativos.

³⁷ Conforme contrato de concessão 001/1995, cláusula nona e cartilha Escelsa disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha%20Escelsa.pdf>.

Figura 10 - Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas Realizadas pela Aneel
Fonte: ANEEL

Nesse processo de revisões, é importante distinguir nível tarifário de estrutura tarifária, que são os dois estágios da RTP. Primeiramente, é definido o reposicionamento da receita requerida (nível tarifário) para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessionária, bem como é realizado o cálculo do Fator X^{38} que deverá vigorar no período regulatório seguinte. Já no segundo estágio, a estrutura tarifária, estabelecem-se os preços relativos a serem cobrados das diversas classes de consumo, ou seja, dos vários tipos de usuários, com o objetivo de buscar a receita almejada. Visa, ainda, a atribuir a cada tipo de consumidor uma tarifa que reflita o custo de seu consumo de acordo com a sua categoria. A Figura 11 ilustra esse processo. Contudo, o foco deste estudo é o nível tarifário, portanto não será detalhada a estrutura tarifária³⁹.

Figura 11 - Estágios da Revisão Tarifária Periódica
Fonte: ANEEL

³⁸ Funciona como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas aos consumidores. Tem por função repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados pela concessionária.

³⁹ Para aprofundar sobre a estrutura tarifária, ver a tese de Fugimoto (2010).

Os principais objetivos do primeiro estágio são o aprimoramento do nível da tarifa e a distribuição do ganho. E, nesse sentido, deve-se assegurar a modicidade das tarifas, beneficiando o consumidor, bem como o direito ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias durante a vigência do contrato e, ainda, garantir a eficiência na prestação do serviço. Dessa forma, há um *trade-off* nesses objetivos que precisa ser balanceado, buscando o regulador mecanismos para dirimir esse impasse de modo que não comprometa o desempenho da firma e, ao mesmo tempo, não diminua o bem-estar do consumidor.

A tarifa é composta de duas parcelas distintas, sendo elas, 'A' e 'B'. A parcela 'A' contém os custos não gerenciáveis, ou seja, não estão sob o controle das empresas, visto que são custos exógenos (encargos setoriais, compra e transmissão de energia). Já a parcela 'B' é composta pelos custos gerenciáveis, sob o controle da firma, que são os custos operacionais e de manutenção (pessoal, materiais, aluguéis entre outros) e os custos de capital, que são os investimentos realizados, sendo este último o foco deste estudo, como já citado.

O cálculo da remuneração do capital investido pelas concessionárias depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória (BRR). Em outras palavras, BRR é a base dos investimentos sobre os quais os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno.

A metodologia de revisão tarifária no Brasil está em constante debate. No momento da privatização, não foi definida a metodologia de avaliação dos ativos. O tema foi postergado para discussão no primeiro ciclo de revisão tarifária (2003 a 2006). Contudo, a primeira revisão tarifária, a da Escelsa, se deu em 1998.

A Nota Técnica (NT) N° 148, de 7 de junho de 2002, e a Resolução N° 493, de 03 de setembro de 2002, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dispõem acerca dos principais métodos para a definição da BRR e determinam o método do custo de reposição pelo valor de mercado para as revisões tarifárias a partir de 2003.

O primeiro ciclo de revisão tarifária foi alvo de um intenso debate em relação à metodologia a ser utilizada para o cálculo da BRR. Em virtude desse fato, em 2003, as 17 distribuidoras que estavam em processo de revisão tarifária ficaram com uma BRR provisória, não ocorrendo a validação definitiva naquele ano, o que trouxe insegurança para o setor. O mesmo ocorreu com as demais distribuidoras nos anos seguintes. A ANEEL definiu que a única opção viável naquele momento era o método de custo de reposição, com a abordagem DORC - Custo de Reposição Otimizado e Depreciado, que será detalhado no próximo capítulo desta tese.

Já no segundo ciclo, quando o setor já estava mais consolidado, o método utilizado foi preservado, mas com a criação de um banco de preço. A principal diferença em relação ao DORC é que o custo de reposição é obtido a partir de preços médios praticados pelas empresas e não de forma individual como realizado no ciclo anterior.

A base de ativos valorada e aprovada no primeiro ciclo denominou-se base blindada, sendo ela atualizada pelo IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado). Já os ativos que entraram em operação entre a primeira e segunda revisão fazem parte da base incremental, que é mensurada pelo custo de reposição pela abordagem do Valor Novo de Reposição (VNR).

E, por último, no terceiro ciclo, a grande alteração ocorreu no cálculo dos custos operacionais.

3.1 Componentes da Metodologia de Revisão Tarifária Periódica

3.1.1 Reposicionamento Tarifário

O reposicionamento tarifário (RT) é o percentual médio de variação das tarifas, e o seu cálculo é definido na fórmula abaixo:

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

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

É o reposicionamento tarifário que determina o valor das tarifas com o objetivo de estabelecer preços justos para os consumidores e investidores. A Figura 12 apresenta os passos para o cálculo, de acordo com a fórmula descrita acima, que nada mais é do que o resultado da comparação entre a Receita Requerida e Receita Verificada.

Figura 12 - Reposicionamento Tarifário

Fonte: Elaborado pela autora com base na fórmula estabelecida pela ANEEL para o 3º CRTP

Conforme ilustrado na Figura 12, a receita requerida é composta pelas Parcelas A e B. Entretanto, como já comentado, a parcela A contém os custos não gerenciáveis, ou seja, não estão, em tese, sob o controle das empresas, visto que esses são custos exógenos, como compra de energia (geração), transporte (transmissão) e encargos setoriais. Esses custos são repassados integralmente (*pass-through*) sem o estabelecimento de metodologia de cálculo, por isso a finalidade primordial da RTP é definir o novo valor da parcela B, ou seja, a forma mais adequada de se mensurar essa parcela. Já a parcela B contém custos endógenos e podem ser gerenciados como os custos operacionais e de capital.

Os custos operacionais são aqueles relacionados às atividades diárias das empresas, como pessoal, administradores, materiais e serviços de terceiros, tributos, seguros, e outros, e ainda as receitas irrecuperáveis, ou seja, os custos recorrentes. Adicionam-se a esses custos as receitas irrecuperáveis que estão associadas à inadimplência, ou melhor, o montante que é faturado e não recebido. Essas receitas são compostas de duas parcelas: aquelas associadas a encargos setoriais e as relativas aos demais itens de receita. A cada ciclo, é determinado um percentual regulatório com base no desempenho e dividido por classe de consumo e por grupo de empresas.

Cabe ressaltar que os custos operacionais deferidos na RTP não são alterados até a próxima revisão, pois trata-se de um incentivo para a redução dos custos nessa lacuna de

tempo, estimulando, assim, a eficiência. Nos dois primeiros ciclos de revisão tarifária, o modelo utilizado foi o de empresa referência, sendo adotada, nesse último ciclo, uma nova metodologia, qual seja, a análise comparativa conhecida como *benchmarking*. Não se sabe ainda qual método será utilizado no próximo ciclo. A ANEEL, na Consulta Pública nº11/2013, colocou para discussão a escolha entre os dois métodos já utilizados.

Apesar do grande percentual dos custos operacionais no montante das tarifas, esse não é o ponto principal desta tese e, desse modo, não será discutido minuciosamente.

Já os custos de capital são aqueles relacionados com os investimentos e, por conseguinte, diretamente ligados com a valoração dos ativos, sendo eles divididos em duas categorias: remuneração de capital (RC) e quota de reintegração regulatória (QRR).

No capítulo anterior, foram ilustrados os componentes da BRR, entretanto, não foram discutidas a RC e a QRR, mas observou-se que esses dois componentes dependem fundamentalmente do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS). Portanto, a mensuração desses ativos, sobre os quais incidirão a RC e a QRR, é de extrema importância para o êxito da regulação e para a decisão de investir dos agentes. Trata-se, assim, do ponto de partida para o cálculo dos custos de capital.

As metodologias de valoração de ativos também já foram apresentadas, dentre as quais, destacaram-se o valor novo de reposição (VNR) e o custo histórico corrigido (CHC), devendo o modelo adotado contribuir para mitigar a assimetria de informação.

Como já citado, a ANEEL adota o VNR, e os itens que compõem os ativos são: equipamentos principais (EP); componentes menores (COM); custos adicionais (CA); e os juros sobre obras em andamento (JOA). A cada ciclo, é realizado um laudo de avaliação por empresas autorizadas, sendo os EP valorados com base nos preços praticados pela empresa, e os COM e CA, por referências contábeis.

De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), os EPs compreendem os equipamentos representados por Unidade de Cadastro (UC) e de Adição e Retirada (UAR), não havendo dificuldade em sua quantificação e valoração, tendo em vista que é utilizado o valor da nota fiscal e outras despesas relacionadas, quando for o caso, ou os preços médios do estoque. Desse modo, há pouca discricionariedade no cálculo.

A maior dificuldade se dá em relação aos custos associados aos componentes menores (COM) e aos custos adicionais (CA) diretos e indiretos, que são imprescindíveis para o funcionamento dos ativos. Trata-se de um ponto polêmico que pode causar dúvidas na apropriação por parte das distribuidoras, bem como na validação pelo regulador.

Esses custos são de difícil comparação entre as empresas, pois cada uma possui padrões distintos, e muitas variáveis influenciam os valores dos COM e CA como, por exemplo, especificidade da região, obras emergenciais que, mesmo sendo eficientes, podem ter custos acima do normal devido à urgência, entre outras.

E, finalmente, os juros sobre obras em andamento - JOA, que representam um percentual em função do tempo da obra até o ativo entrar em serviço e que será aplicado sobre os EP, COM e CA. Segundo o MCSE (versão 2015⁴⁰), esses custos só podem ser ativados se limitados ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)⁴¹ regulatório ou aos custos incorridos, se forem menores que o WACC. Assim é composto o VNR do Ativo Imobilizado em Serviço, que servirá de base para o cálculo do custo de capital, tanto para a QRR e RC.

Conforme exposto na Tabela 2, o cálculo da QRR é o produto entre a taxa de depreciação média estipulada pelo regulador e a base de remuneração regulatória bruta (BRRb), conforme a equação abaixo:

$$QRR = BRRb \times \delta \quad (2)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações

Como já explicado no capítulo anterior, a mensuração do AIS é realizada atualmente pela metodologia do custo de reposição sob a abordagem do valor novo de reposição (VNR). Após o cálculo, o AIS é subtraído por três itens para se chegar à BRRb: índice de aproveitamento (IA); obrigações especiais (OE); e bens totalmente depreciados.

O índice de aproveitamento tem por objetivo subtrair uma parcela de ativos que não é utilizada diretamente na prestação de serviços, ou seja, serão remunerados somente aqueles investimentos essenciais à atividade de distribuição, sendo o IA calculado de acordo com a fórmula determinada pelo regulador⁴².

As obrigações especiais são investimentos prudentes que estão sob a gestão das distribuidoras, mas o aporte de capital foi realizado pelo consumidor ou governo, por isso essa conta é reduzida do AIS. Entretanto, a administração desses ativos não está livre de riscos, podendo ocorrer imprevistos, como eventuais sinistros, que podem elevar a relação

⁴⁰ Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Revis%C3%A3o.pdf.

⁴¹ A ANEEL tem utilizado o termo em inglês *Weighted Averaged Cost of Capital* – WACC. 8

⁴² A fórmula em vigor está detalhada no submódulo 2.3 do Proret, que trata da base de remuneração regulatória.

risco/retorno e atualmente não são remunerados. Por isso, há reivindicações para acrescentar uma taxa de administração a favor das distribuidoras ou um prêmio de risco. O montante relacionado a obrigações especiais, em algumas concessionárias, são significantes, como demonstrado na Tabela 8, no que se refere ao 3º ciclo. O AIS da Amazonas é constituído de 57% de ativos adquiridos com recursos de obrigações especiais. A Celtins, no terceiro ciclo, possuía mais de 50% de ativos, e a Sulgipe, quase 48%, ou seja, a distribuidor não recebe nenhuma remuneração relativa a esse percentual de ativos que estão sob a sua administração. Ressalta-se que cerca de 38% das distribuidoras possuem mais de 20% em investimentos advindos de obrigações especiais.

Tabela 8 - Percentual das Obrigações Especiais em Relação ao AIS

Distribuidora	OE/AIS - 3º Ciclo	Distribuidora	OE/AIS - 3º Ciclo	Distribuidora	OE/AIS - 3º Ciclo
AMAZONAS	57,06%	ELFSM	20,62%	CEB-D	10,19%
CELTINS	50,76%	ENERGIPE	20,24%	CPFL JAGUARI	10,14%
SULGIPE	47,59%	EDEVP	19,98%	CPFL MOCOCA	9,77%
ELETOBRÁS RONDÔNIA	35,11%	ENERSUL	19,38%	ELETROPAULO	9,38%
ELETOBRÁS PIAUÍ	34,95%	COPEL-D	18,98%	RGE	9,29%
ELETOACRE	33,09%	COCEL	18,92%	BANDEIRANTE	8,59%
IGUAÇU ENERGIA	30,07%	COELCE	18,82%	ENERGISA NOVA FRIBURGO	8,22%
CELPA	29,27%	ENERGISA BORBOREMA	17,42%	FORCEL	7,56%
UHENPAL	28,09%	CAIUÁ	17,40%	CPFL LESTE PAULISTA	7,29%
ENERGISA MG	27,80%	CPFL SANTA CRUZ	17,32%	CEEE-D	7,19%
CEMAT	27,76%	ENERGISA PARAÍBA	16,69%	AMPLA	6,51%
CEMAR	26,78%	CELESC	15,70%	CELPE	6,44%
BRAGANTINA	25,80%	COSERN	13,86%	DME-D	6,00%
COELBA	25,55%	CPFL PAULISTA	13,42%	AES SUL	5,30%
ELETOBRÁS ALAGOAS	25,47%	HIDROPAN	12,13%	EFLUL	3,65%
CEMIG-D	25,24%	MUXFELDT	11,76%	LIGHT	2,98%
CNEE	23,19%	CPFL PIRATININGA	11,71%	ELFJC	2,03%
CHESP	23,15%	CPFL SUL PAULISTA	10,91%	COOPERALIANÇA	0,74%
CELG-D	21,37%	ELEKTRO	10,40%	DEMEI	0,18%
CFLO	21,19%	ESCELSA	10,31%		
ELETOCAR	20,94%	BOA VISTA	10,30%		

Fonte: ANEEL

E, por fim, para se chegar ao montante da BRRb, os bens que já estão totalmente depreciados, mas ainda em bom estado de funcionamento, gerando benefícios econômicos futuros, devem ser excluídos. Existe aqui um *trade-off*, pois esses ativos não são mais remunerados e passam a contribuir para a modicidade tarifária. Entretanto, para o concessionário, eles representam riscos operacionais e desestimulam a utilização, independentemente, das condições reais do ativo. Assim, o investidor irá preferir substituir o bem sem necessidade para possibilitar a remuneração e, para conter essa situação, é primordial rever a política de depreciação utilizada e aprimorá-la com o passar do tempo. Se, após a depreciação total do ativo, o mesmo ainda continua em boas condições de uso, deve-se

incentivar pela sua continuidade, evitando a substituição desnecessária. Por isso, uma remuneração sobre esses bens também deveria existir, como defendido nas obrigações especiais. A Tabela 9 traz o percentual dos bens totalmente depreciados em relação ao AIS, ressaltando-se que a Forcel possuía, no 3º ciclo, quase 36% de bens depreciados, seguida da CEB-D, com aproximadamente 34%, ou seja, mais de um terço de seus investimentos.

Tabela 9 - Percentual dos Bens Totalmente Depreciados em Relação ao AIS

3º Ciclo	Bens Depreciados/AIS	3º Ciclo	Bens Depreciados/AIS
FORCEL	35,52%	LIGHT	14,19%
CEB-D	33,70%	ELFSM	13,30%
ELETOBRÁS PIAUÍ	29,50%	ELEKTRO	12,90%
EDEVP	26,99%	BRAGANTINA	12,88%
CPFL PAULISTA	24,93%	CEEE-D	12,86%
CPFL LESTE PAULISTA	23,77%	ENERGISA PARAÍBA	12,65%
CFLO	22,65%	ENERGISA MG	12,59%
HIDROPAN	22,53%	CEMIG-D	12,45%
CAIUÁ	22,01%	COELCE	12,52%
COCEL	21,65%	CEMAR	12,30%
CPFL SANTA CRUZ	21,38%	CPFL JAGUARI	12,25%
ELETROCAR	21,30%	CPFL SUL PAULISTA	12,01%
ELETROPAULO	20,73%	CHESP	11,07%
AES SUL	20,41%	AMAZONAS	10,86%
COPEL-D	20,30%	CPFL PIRATININGA	10,30%
ENERSUL	19,69%	ELETOBRÁS ALAGOAS	10,21%
BANDEIRANTE	18,56%	ENERGIPE	9,55%
MUXFELDT	18,27%	CELTINS	9,13%
IGUAÇU ENERGIA	17,96%	ELETOACRE	8,92%
CELG-D	17,95%	CELPA	8,74%
RGE	17,75%	CEMAT	8,21%
ESCELSA	17,73%	CPFL MOCOCA	8,13%
ENERGISA BORBOREMA	17,60%	COOPERALIANÇA	8,07%
COSERN	16,99%	CNEE	7,88%
CELPE	16,70%	ENERGISA NOVA FRIBURGO	7,72%
ELFJC	15,64%	EFLUL	6,10%
DME-D	16,51%	ELETOBRÁS RONDÔNIA	6,00%
COELBA	15,53%	CELESC	5,84%
UHENPAL	14,90%	AMPLA	5,29%
SULGIPE	14,89%	BOA VISTA	3,91%
DEMEI	14,41%		

Fonte: ANEEL

Se somarmos os ativos sem remuneração, ou seja, referentes a obrigações especiais e os que já foram depreciados em sua totalidade, a empresa Amazonas possui quase 70%, e a

Celtins, 60%. Trata-se esse de um percentual considerável que está sendo gerido e utilizado na prestação de serviços e sem qualquer retorno ao concessionário, o que pode provocar um desequilíbrio econômico financeiro na concessão⁴³.

Segundo a ANEEL⁴⁴, no segundo e terceiro ciclos, foi considerado, para algumas concessionárias que tinham ativos totalmente depreciados acima da média do setor de distribuição, um adicional de custo de operação e manutenção. Cabe enfatizar que a média desses ativos no último ciclo foi de 15,37%. Todavia, a Abradee sugeriu, na audiência pública 040/2010, que o ideal seria um valor adicional de gestão de risco de ativos sem remuneração, mas sem êxito⁴⁵.

Dessa forma, foi demonstrado como se chega à BRRb para se calcular a QRR e, conforme evidenciado na equação 2, ressalta-se a fixação de uma taxa média de depreciação das instalações. No terceiro ciclo, a taxa média foi em torno de 3,85%, abaixo da média do segundo ciclo, que foi de 4%.

Como já comentado, o custo de capital é composto pela QRR e a remuneração do capital (RC). A RC nada mais é do que o produto entre a taxa de remuneração e o valor da base de remuneração regulatória líquida (BRRl), conforme equação abaixo:

$$RC = BRRl \times r_{WACCpré} \quad (3)$$

Onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória líquida;

r_{WACCpré}: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos

Como destacado no capítulo anterior, a Reserva Global de Reversão – RGR⁴⁶, que também integrava o cálculo da RC, foi extinta em 2013 pela Lei 12.783, já comentada nesta tese.

Assim, após determinar a BRRb para o cálculo da QRR, o próximo passo é mensurar a BRRl para, finalmente, aferir a remuneração do capital. Para se chegar à BRRl, é necessário, em primeiro lugar, calcular o Valor de Mercado em Uso (VMU), que é o AIS líquido, ou seja, o AIS reduzido da depreciação acumulada. A ANEEL é que determina a taxa anual de

⁴³ Maiores detalhes em Silva (2013).

⁴⁴ Nota Técnica nº 296/2011-SRE/SFF/ANEEL.

⁴⁵ Esse documento pode ser acessado no site da Aneel pelo link:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/contribuicoes_abradeeap40_brr_2fase.pdf

⁴⁶ O objetivo da RGR era gerar recursos para a reversão das instalações utilizadas em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica, entretanto, onerava as tarifas.

depreciação de acordo com o MCPSE. E, por conseguinte, o VMU é reduzido do índice de aproveitamento depreciado (IAD), sendo encontrado então o valor base de remuneração (VBR). Desse montante, reduzem-se as obrigações especiais líquidas (reduzida da depreciação) e acrescenta-se o valor do almoxarifado em operação, ativo diferido, terrenos e servidões e, assim, a BRRI é encontrada. É importante ressaltar que, somente a partir do terceiro ciclo, é que se reduzem as OEs líquidas, utilizando-se, nos ciclos anteriores, as obrigações especiais brutas.

O valor do almoxarifado em operação é o resultado do saldo médio dos últimos doze meses (anteriores ao laudo de avaliação) do Almoxarifado em operação (matéria-prima e insumos; materiais, compras em curso, entre outros), devendo-se adicionar ao AIS para o cálculo da BRRI, bem como o ativo diferido, se houver. No 3º ciclo, das 41 empresas analisadas, somente a CPFL Paulista e a Rio Grande possuíam saldos no ativo diferido.

Os Terrenos e Servidões⁴⁷, se não houver distorções relevantes, são avaliados, a partir da atualização dos valores contábeis, pelo IPCA e, ainda, deve ser considerado também um índice de aproveitamento. Assim, após apurados esses montantes, chega-se à BRRI, a qual será multiplicada pelo WACC antes da inclusão dos impostos.

Enfim, têm-se os valores das parcelas A e B, cuja soma formará a receita requerida, a qual deve ser suficiente para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Entretanto, as outras receitas (OR) percebidas pelas concessionárias reduzem a receita requerida e são compostas por aquelas que são inerentes ao serviço de distribuição e de outras atividades empresariais, que se dividem em complementares e atípicas.

As receitas inerentes ao serviço de distribuição são receitas acessórias autorizadas no arranjo e reguladas, sendo elas somente mais uma fonte de receita, não outra atividade econômica. As mais comuns são: ganhos com encargos de conexão, serviços cobráveis; ultrapassagem de demanda; e excedente de reativos.

Já as receitas complementares e as atípicas, que são as receitas de outras atividades empresariais, não fazem parte da essência do negócio, ou seja, não estão relacionadas diretamente com a atividade-fim da concessão. Todavia, também há uma dimensão social, pois o lucro dessa atividade é compartilhado com os consumidores, contribuindo para a modicidade tarifária, mas também é preciso proporcionar incentivos para os investidores empreenderem esforços para desenvolver essas atividades.

⁴⁷ Esses ativos não foram incluídos no AIS, pois não entram no cálculo da QRR, visto não serem passíveis de depreciação.

As receitas complementares compreendem o compartilhamento de infraestrutura⁴⁸ e sistemas de comunicação (PLC⁴⁹) e são de difíceis distinção, fazendo elas parte da receita oriunda da atividade regulada.

Já as receitas de atividades atípicas são aquelas exercidas por prestação de serviços a terceiros, como consultoria, comunicação e engenharia, e são claramente identificadas para o registro na contabilidade, sendo sua cobrança realizada diretamente na fatura de energia, devendo-se monitorar adequadamente o montante das outras receitas, pois, se forem subestimadas ou omitidas informações sobre receitas futuras, o IRT será maior. Assim, se houver inconsistência nas informações, podem os consumidores ser prejudicados.

A receita verificada é a receita anual calculada entre o valor das tarifas aprovadas na última RTP e o mercado referência⁵⁰ no ano teste, não incluídos o PIS/PASEP, o COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

Macieira (2006) verificou que existem maneiras de as distribuidoras interferirem no cálculo da receita verificada, como, por exemplo, alteração nos quantitativos de energia de demanda projetados. Desse modo, a receita verificada ficaria a menor e, por ser o denominador na fórmula do reposicionamento tarifário, a subestimação da receita verificada eleva o índice de reposicionamento tarifário. Aperfeiçoar o controle das projeções de receita verificada, portanto, e torná-la menos subjetiva, é primordial para a determinação da tarifa.

E, finalmente, após os cálculos das receitas requeridas e verificada e das outras receitas, obtém-se o reposicionamento tarifário para cada distribuidora, conforme demonstrado na fórmula 1. A soma das parcelas A e B forma a receita requerida, a qual será subtraída das outras receitas, sendo o resultado confrontado com a receita verificada. Caso a receita requerida for inferior à verificada, o IRT será negativo, ou seja, a tarifa será menor. Se ocorrer o contrário, a receita requerida for superior à verificada, o IRT será positivo e haverá aumento na tarifa.

Nos últimos três ciclos, os reposicionamentos tarifários das 61 distribuidoras foram bastante diversificados, devido aos acontecimentos já comentados anteriormente. A Tabela 10 esse fato. Vale ressaltar que o IRT da Escelsa corresponde à terceira, quarta e sexta RTP, respectivamente. No primeiro ciclo, o maior IRT foi o da UHENPAL, seguida da Enersul, e

⁴⁸ É comum o uso secundário de uma infraestrutura ser utilizado por diferentes serviços públicos, como, por exemplo, a cessão parcial dos postes para operadoras de telecomunicações e de TV a cabo.

⁴⁹ Power Line Communications é um sistema de telecomunicações que é transportado pela rede elétrica para a comunicação digital e analógica.

⁵⁰ É o mercado estimado para período de 12 (doze) meses imediatamente posterior à data de início da vigência das novas tarifas.

os menores foram os da Celg e da CNEE. Já no segundo ciclo, somente cinco empresas tiveram o IRT positivo, ou seja, aumento na tarifa, e o restante foi negativo, portanto queda no valor da tarifa. E, por fim, no terceiro ciclo, o IRT ficou bem dividido, sendo 49% positivo e 51%, negativo.

Tabela 10 - Reposicionamento Tarifário

RT	1º CICLO	2º CICLO	3º CICLO	RT	1º CICLO	2º CICLO	3º CICLO
1 AES SUL	15,92%	-2,74%	4,49%	32 CPFL SUL PAULISTA	12,29%	-4,73%	-4,41%
2 AMAZONAS	17,39%	-12,79%	-6,40%	33 DMED	13,21%	-8,99%	9,70%
3 AMPLA	15,52%	1,83%	-3,90%	34 DMEI	5,77%	-6,62%	-4,61%
4 BANDEIRANTE	9,67%	-9,79%	-2,22%	35 EFLUL	5,04%	2,21%	6,33%
5 BRAGANTINA	0,33%	2,19%	2,34%	36 EEVP	4,25%	-4,77%	0,45%
6 CAIUA	-1,54%	-8,05%	7,56%	37 ELEKTRO	28,69%	-17,20%	-5,76%
7 CEB-D	-1,23%	-5,08%	1,54%	38 ELETROACRE	7,94%	-6,94%	-5,88%
8 CEEE-D	2,64%	-0,39%	2,95%	39 Eletrobrás Alagoas	8,74%	-17,71%	-1,86%
9 CELESC	9,89%	-9,16%	3,99%	40 Eletrobrás Boa Vista	9,88%	-20,05%	-16,66%
10 CELG	-2,83%	-9,56%	1,32%	41 Eletrobrás Piauí	22,85%	-10,33%	-12,59%
11 CELPA	20,21%	-8,38%	8,18%	42 Eletrobrás Rondônia	2,58%	-19,66%	-14,33%
12 CELPE	23,57%	-6,16%	1,61%	43 ELETROCAR	12,83%	-4,85%	-0,26%
13 CELTINS	30,53%	-7,24%	-1,61%	44 ELETROPAULO	11,65%	-8,07%	-5,76%
14 CEMAR	15,95%	-11,03%	-4,94%	45 ELFSM	28,80%	-13,98%	-0,86%
15 CEMAT	29,48%	-5,91%	-3,31%	46 EFLJC	18,25%	-0,55%	-6,17%
16 CEMIG-D	44,41%	-19,68%	0,47%	47 ENERGIPE	33,64%	-14,49%	4,61%
17 CFLO	-1,48%	-6,60%	-1,61%	48 ENERSUL	50,81%	-7,76%	-6,93%
18 CHESP	36,29%	-11,90%	2,58%	49 ENERGISA BORBOREMA	4,68%	6,05%	-1,89%
19 CNEE	-2,36%	-9,90%	7,34%	50 ENERGISA MG	21,67%	-7,40%	1,65%
20 COCEL	11,37%	-11,64%	1,11%	51 ENERGISA NOVA FRIBURGO	25,24%	-14,49%	-3,10%
21 COOPERALIANÇA	9,01%	-12,59%	16,14%	52 ENERGISA PARAÍBA	11,66%	-11,13%	-4,41%
22 COELBA	38,78%	-13,51%	-5,91%	53 ESCELSA*	8,58%	-4,90%	1,32%
23 COELCE	34,65%	-8,89%	-5,97%	54 FORCEL	14,62%	-6,87%	-5,65%
24 COPEL	9,17%	-7,49%	0,00%	55 HIDROPAN	9,22%	-4,95%	3,79%
25 COSERN	14,99%	-8,04%	4,11%	56 IGUAÇU ENERGIA	18,77%	-4,01%	1,98%
26 CPFL LESTE PAULISTA	20,10%	-3,22%	-2,20%	57 LIGHT	-0,07%	-7,76%	2,46%
27 CPFL JAGUARI	6,17%	-0,35%	-7,15%	58 MUXFELDT	4,71%	0,67%	1,34%
28 CPFL MOCOCA	21,71%	-10,41%	7,20%	59 RGE	27,96%	-8,11%	-10,66%
29 CPFL PAULISTA	20,29%	-14,07%	4,53%	60 SULGIPE	14,68%	-10,44%	1,69%
30 CPFL PIRATININGA	11,09%	-13,50%	-4,45%	61 UHENPAL	57,71%	-12,85%	7,92%
31 CPFL SANTA CRUZ	15,95%	-17,05%	4,36%	* 3ª, 4ª e 6ª RTPs			

Fonte: ANEEL

3.1.2 Base Blindada e Incremental

A ANEEL determina que os ativos mensurados em um ciclo não serão reavaliados novamente nos ciclos subsequentes, ou seja, os valores aprovados na revisão tarifária devem ser “blindados”, tanto nos preços quanto na quantidade. Em vista disso, a base de remuneração valorada e aprovada no primeiro ciclo denominou-se base blindada, sendo atualizada apenas pelo IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado), exceto, nos casos de

ajustes das movimentações ocorridas no intervalo de tempo entre os ciclos tarifários, como baixas, adições, obrigações especiais e depreciação, devendo, entretanto, o índice de aproveitamento ser revisado. A Figura 13 apresenta a movimentação da base blindada entre uma RTP e outra.

AIS	BRR Bruta	BRR Líquida
Ativo Imobilizado em Serviço	BRR Bruta (t_0)	BRR Líquida (t_0)
(-) Índice de Aproveitamento - IA	(-) Baixa de ativos	(-) Depreciação de ativos baixados
(-) Obrigações Especiais - OE	(+) Atualização Monetária	(+) Atualização Monetária
(-) Ativos 100% depreciados	(+) Atualização das OEs	(+) Atualização das OEs
(=) BRR Bruta	(+) Atualização do IA integral	(+) Atualização do IA integral
(-) Depreciação Acumulada	(+) Atualização dos ativos 100% depreciados	(+) Atualização dos ativos 100% depreciados
(+) Almojarifado em Operação	(=) BRR Bruta (t_1)	(+) Depreciação no Período
(=) BRR Líquida		(=) BRR Líquida (t_1)

Figura 13 - Movimentação da Base Blindada

Fonte: Nota Técnica 452/2013-SER/ANEEL

Assim, a regra para a blindagem imposta pela ANEEL implica na impossibilidade de se alterarem as quantidades e os preços dos ativos considerados na base da revisão anterior, gerando, assim, uma base de remuneração regulatória que é atualizada pelo IGP-M, mantendo-se o valor do investimento no tempo e alterada somente pelas variações ocorridas (baixas, adições e depreciação).

Como exposto na Figura 13, da base blindada, devem-se eliminar as baixas ocorridas no lapso de tempo entre uma revisão e outra e, logo após, os saldos de cada item (OE, IA e ativos 100% depreciados) devem ser atualizados anualmente pelo IGP-M, sendo determinada a BRRb blindada para o ciclo em andamento, adotando-se o mesmo procedimento para a BRRl.

Segundo a NT, entende-se que, no momento em que há a mensuração da BRR, a VNR aprovada pelo regulador expressa e remunera de forma mais justa o distribuidor, se corretamente calculada. Se, a cada RTP, ocorresse novamente o cálculo, com uma situação socioeconômica distinta daquela da época do desembolso, poder-se-ia penalizar tanto o consumidor quanto a concessionária, pois o bem poderá ser mensurado a maior ou a menor, se comparado ao valor da época em que ocorreu o investimento.

Como discutido anteriormente, o primeiro ciclo foi bastante controverso e podem ter ocorrido inconsistências na avaliação, o que beneficia ou prejudica as concessionárias devido à falta de maturidade do processo de avaliação, tanto pelas empresas avaliadoras quanto pelos reguladores da época, mas o processo vem se consolidando com o passar do tempo. Isso

significa dizer que podem ter ocorrido vários erros procedimentais (de valoração) e materiais (de quantificação) que, se detectados, devem ser corrigidos.

Já os ativos que entraram em operação entre a primeira e segunda revisão fazem parte da base “incremental”, que é mensurada pelo custo de reposição pela abordagem do Valor Novo de Reposição (VNR) e com o aprimoramento da metodologia. E o mesmo ocorreu no terceiro ciclo.

3.1.3 Fator X

A regulação por preço teto, como já demonstrado, estabelece um preço máximo por um determinado período, sendo corrigido anualmente por um índice inflacionário, mas descontado de um fator de eficiência denominado ‘Fator X’, que é uma forma de ponderar o reposicionamento tarifário e proporcionar incentivos para melhorar a eficiência das distribuidoras.

Anuatti, Pellin e Peano (2004) destacam dois objetivos distintos do Fator X: (a) repassar, anualmente, os ganhos de eficiência ao longo do intervalo regulatório, caso não tenham sido integralmente repassados por meio da RTP; (b) se os ganhos de eficiência foram repassados em sua totalidade na RTP, o objetivo é incentivar a busca de eficiência durante o próximo período.

No Brasil, no momento das privatizações, foi estabelecido um Fator X igual a zero e, somente a partir do primeiro ciclo das RTP, foi estabelecido um Fator X para cada concessionária. O valor determinado para o Fator X pode corrigir as tarifas abaixo ou acima da inflação medida pelo IGP-M, que representa um ganho ou perda de produtividade repassado ao consumidor final. Assim, apesar de o Fator X ser definido nas RTPs, ele será utilizado nos intervalos regulatórios para o reajuste anual da Parcela B, o índice “ $IGP-M \pm X$ ”. Se o Fator X, por exemplo, for determinado em 1,10%, e o IGP-M, em 3,20%, o reajuste será de 2,10%.

O objetivo desta subseção não é discutir os componentes do Fator X e o seu cálculo por se tratarem de variáveis de qualidade⁵¹, mas apenas demonstrar que ele também interfere no cálculo das tarifas.

3.2 Histórico da Metodologia de Revisão Tarifária Periódica

É importante destacar que o sistema elétrico brasileiro⁵² é extenso, bastante complexo e com características específicas. A matriz energética é composta, predominantemente, pela energia hidrelétrica gerada pelos fluxos das águas a partir da instalação de usinas. Segundo dados da Aneel, em 5 de janeiro de 2014, os dados são os seguintes: a energia hidrelétrica representava, em relação às outras modalidades de geração, 63,82%; o gás, 10,3% (natural e processo); a biomassa, 8,48% (bagaço de cana, madeira, casca de arroz, entre outros); 6,07% são importados; o petróleo, 5,69%; e o carvão mineral, a eólica e a nuclear, 2,52%, 1,64% e 1,48%, respectivamente.

De acordo com Giambiagi e Além (2011, p. 380), “a incapacidade do Estado de financiar investimentos em suas estatais comprometeu o aumento da capacidade produtiva dos setores-chaves de infraestrutura”. Assim, na década de 1990, ocorreram as primeiras privatizações, transferindo-se a prestação de serviços para a iniciativa privada, surgindo a figura do Estado como regulador das atividades econômicas.

O primeiro passo da desestatização teve início com o Plano Nacional de Desestatização (PND). Logo depois, em 1993, a reestruturação do segmento teve início com a sanção da Lei nº 8.631, que extinguiu o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária, fixando níveis de tarifas para as empresas de energia elétrica. Essa lei também tratou do acerto (entre empresas e governo) da Conta de Resultado a Compensar – CRC, que teve origem na regulação pelo custo de serviços e inflação. E, em 1995, com a ampliação do PND, os setores de energia, transporte e telecomunicações entraram na agenda com o objetivo de expandir o setor elétrico e melhorar a qualidade dos serviços públicos.

⁵¹ Para maiores detalhes, ver Anuatti, Pellin e Peano (2004).

⁵² Para detalhamento da história do SEB e das privatizações no setor elétrico, ver Losekann (2003); Cuberos (2008) e Galvão (2008).

As primeiras empresas privatizadas no setor elétrico foram a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA) e a Light Serviços de Eletricidade S.A. De 1995 a 2002, as privatizações no setor arrecadaram cerca de 22 bilhões de dólares em receitas de vendas e 7 bilhões, em dívidas transferidas (BNDES, 2002). Pode-se considerar que as privatizações foram um sucesso, do ponto de vista financeiro. Todas as empresas foram negociadas com ágio como, por exemplo: a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) foi vendida com ágio de 90%; e a Companhia Energética do Ceará (COELCE), com um ágio de 30%, mas o seu preço mínimo foi bastante elevado (Leon, 1998).

Entretanto, do ponto de vista de regulação, essas privatizações foram evasivas. Quando ocorreram as primeiras, determinaram-se somente as diretrizes básicas, como as tarifas máximas pelo preço teto e o reajuste anual pelo IGP-M, deduzido pelo Fator X, bem como a previsão das Revisões Tarifárias Periódicas - RTP. Também, não ficou estabelecido o método de avaliação de ativos. A RTP é extremamente importante, pois é nesse momento que se garante a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro e a modicidade tarifária. A definição da abordagem a ser adotada interfere diretamente no cálculo da remuneração do capital e nas tarifas. Entretanto, o tema foi postergado para discussão no primeiro ciclo de revisão tarifária (2003 a 2006).

Como já comentado, não é objetivo deste estudo discutir o modelo de regulação *price cap* ou taxa de retorno e, sim, destacar as dificuldades de se medir a base de ativos do setor elétrico. Por isso, é fundamental compreender o panorama histórico das RTP, o que será apresentado a seguir.

3.2.1 Tratamento da Base de Remuneração nos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica

Desde as privatizações, a metodologia de revisão tarifária no Brasil está em frequente debate. Espera-se que, no futuro, quando o processo estiver mais maduro, só ocorra a cada novo ciclo. Quando termina uma revisão, já são iniciadas as discussões para aprimorar os instrumentos regulatórios para o próximo ciclo. E aqui se destaca o tratamento da base de remuneração, a qual é de suma importância.

A determinação racional e previsível da base de remuneração é importante para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, bem como para

proteger os consumidores da imposição de custos injustos (Nota Técnica nº 353/2007-SRE/SFF/ANEEL).

É importante citar que existem diferentes prazos e datas em que ocorrem as revisões tarifárias, ocorrendo a maioria delas a cada quatro anos⁵³ e, em algumas empresas, a cada cinco anos⁵⁴.

De acordo com as datas estipuladas, cada empresa apresenta um laudo de avaliação dos ativos a ser homologado pela ANEEL. O laudo pode ser elaborado somente pelas empresas credenciadas pelo regulador e fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que realiza uma visita técnica na concessionária para a validação ou não do documento. O objetivo é evitar a superavaliação dos ativos ou a inclusão de investimentos que não são prudentes, pois isso aumenta a remuneração do capital.

Nesse contexto, acontecem as audiências públicas com a participação das partes interessadas e de toda a sociedade e, quanto mais longo esse processo, maiores são os custos de transação.

Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004) destacam as características que podem minimizar o risco regulatório, em especial, nas intervenções tarifárias, sendo elas: transparência, coerência e consistência. Peano (2005, p.16) afirma que “tais atributos são necessários à credibilidade e a redução da incerteza”.

Antes do primeiro ciclo de revisão tarifária periódica – RTP, ocorreram as duas primeiras revisões tarifárias da Escelsa, em 1998 e 2001, pois, como já referenciado, as revisões ocorrem de três em três anos naquela empresa. Em vista disso, a discussão da metodologia de mensuração teve início em 1998. A Consulta Pública nº 003/98 disponibilizou um documento, sendo ele dividido em duas etapas. A etapa I tratou do reposicionamento tarifário, e a etapa 2, da redefinição de compromissos (metas de qualidade dos serviços, de eficiência técnica e operacional e critérios de reajuste anual das tarifas).

A etapa I é a que tratou da base de remuneração, disponibilizando para debate algumas formas de abordagens, entre elas: valor contábil líquido da depreciação; custo histórico ajustado pela inflação; valor de mercado; e, ainda, valor realizável do ativo. Sem chegar a uma conclusão quanto à abordagem, foi editada a Resolução Normativa nº 246/98, que homologou as tarifas da Escelsa para o próximo período.

⁵³ Na Escelsa (primeira empresa a ser privatizada), o interstício entre as revisões é de três anos, portanto já ocorreram seis revisões tarifárias: 1998, 2001, 2004, 2007, 2010 e 2013, todas em 07 de agosto.

⁵⁴ Os respectivos prazos e datas das revisões tarifárias das distribuidoras podem ser encontrados no Apêndice A. Ressalta-se que algumas empresas, na segunda revisão tarifária, tiveram suas datas alteradas.

Já para a segunda RTP da Escelsa, foi realizada a Audiência Pública nº 005/2001. Entretanto, desde o ano anterior, na Audiência Pública nº 007/2000, já vinha sendo discutido o aprimoramento das revisões tarifárias em geral. A ANEEL definiu, quanto à ESCELSA, em caráter provisório, pela base de remuneração dos ativos ajustados monetariamente pela Nota Técnica nº 097/2001-SRE/ANEEL, não sendo o critério adotado ainda definitivo. E, somente em 2004, foi validada a base de remuneração, pela Nota Técnica 212/04, após a Audiência Pública nº 005/02, com a finalidade de estabelecer critérios gerais para a definição da base de remuneração de ativos para fins da RTP.

Essa audiência culminou na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, e na Nota Técnica nº 178, de 30 de julho de 2003. Esses normativos constituem-se na sustentação para a definição da base de remuneração das distribuidoras de energia elétrica, em geral, para o 1º ciclo de RTP. Além disso, esses normativos estabelecem as diretrizes a serem adotadas, tais como: (i) os ativos que irão compor a BRR; (ii) a metodologia do custo de reposição; (iii) o credenciamento das empresas aptas a emitirem o laudo de avaliação. Após a emissão do laudo, ocorre a fiscalização por amostragem pela ANEEL para a validação ou não do referido laudo. Para os demais ciclos, a metodologia foi sendo aprimorada, como será comentado posteriormente.

Assim, definiu-se por utilizar a metodologia do custo de reposição, considerando o seu Valor Novo de Reposição (VNR)⁵⁵. Na prática, essa avaliação é realizada por empresa credenciada pela ANEEL que, por sua vez, apresenta um parecer para a empresa que a contratou de acordo com os normativos estabelecidos pelo órgão regulador.

De acordo com a NT 178/03, a metodologia é o custo de reposição, mas a abordagem é o Custo de Reposição Otimizado. Entretanto, o VNR é o primeiro passo para se calcular o custo de reposição otimizado.

Como destaca Ferreira (2009), apesar de a metodologia escolhida ter bases na literatura, vários obstáculos podem ser encontrados na sua aplicação prática.

3.2.1.1 Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2003 a 2006)

⁵⁵ Entende-se como valor novo de reposição, para efeito de aplicação da presente Resolução, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido por cotações e/ou composição de custos, considerando-se também os custos de frete, instalação, impostos e outros que representem a sua completa reposição (Resolução Nº 493/02)

Dentro do contexto apresentado na seção anterior, o resultado final da 1ª RTP apresentou grandes variações entre as BRRs provisórias e as definitivas. A Tabela 11 demonstra as variações ocorridas em 61 concessionárias. A maior variação negativa se deu na CPFL Jaguari. Segundo as notas técnicas, foram encontradas inconsistências no laudo de avaliação, como, por exemplo, inclusão de juros sobre obras em andamento e outros custos adicionais que não eram praticados pela concessionária. De lado oposto, está a FORCEL, em que houve uma variação de mais de 130%. Analisando as notas técnicas, o valor provisório determinado na audiência pública foi o correspondente a 60% do custo histórico corrigido pelo IGP-M estimado até julho de 2004, sendo esse valor alterado após a apresentação do laudo de avaliação.

Analisando a Tabela 11, tem-se que: 49% das empresas tiveram sua base de remuneração bruta subestimada; 43% tiveram sua base superestimada; e 8% não tiveram alteração ou não foi possível conseguir analisar em virtude de indisponibilidade de dados. A média foi uma variação positiva em 9,27%, mas com um desvio padrão de mais de 24%. Em seguida, detalha-se essa revisão por ano.

Em 2003, das 28 distribuidoras que estavam em processo de revisão, nenhuma teve sua BRR aprovada em definitivo, o que trouxe incertezas ao setor. A justificativa era que a base de remuneração não estava de acordo com a Resolução nº 493/02 ou por falta de apresentação do laudo no prazo estipulado, por isso a remuneração determinada foi temporária e, por consequência, as tarifas também foram provisórias. O consumidor, durante esse período de indefinição, pôde ter pagado mais por um valor superestimado ou desembolsando menos se a base temporária foi subestimada.

A validação da BRRb só ocorreu em 2004 e 2005. Em 2004, foram aprovadas as BRRbs de 5 empresas (AES SUL; AMPLA (CERJ); CEMAT; ELEKTRO e RGE) e, do restante, em 2005, ou seja, 23 no total. A Tabela 12 mostra os valores da Base de Remuneração Regulatória Bruta – BRRb⁵⁶ do primeiro ciclo provisórios e definitivos e suas variações.

⁵⁶ É importante salientar que algumas empresas tiveram mais de um valor provisório, tendo sido utilizado o primeiro valor provisório para o cálculo da variação.

Tabela 11 - Variações das BRRb de 61 Concessionárias de 2003 a 2006

Base de Remuneração Bruta - 1º Ciclo	Variações	Base de Remuneração Bruta - 1º Ciclo	Variações
CPFL JAGUARI	-55,49%	COCEL	3,20%
CPFL PIRATININGA	-41,24%	ELETROACRE	5,08%
BANDEIRANTE	-35,59%	BOA VISTA	9,01%
ELFJC	-33,53%	COELBA	10,82%
CELPA	-29,45%	CEMAR	10,93%
BRAGANTINA	-27,47%	HIDROPAN	10,97%
EEVP	-23,58%	CEMAT	12,69%
COPEL	-20,84%	DME-D	15,62%
CPFL MOCOCA	-20,18%	ALAGOAS	17,09%
CFLO	-18,39%	MUXFELDT	17,14%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	-18,21%	AMAZONAS	18,13%
LIGHT	-16,60%	ELFSM	19,40%
EFLUL	-16,01%	ELETROPAULO	19,45%
CAIUÁ	-14,63%	ENERSUL	22,60%
ELEKTRO	-14,54%	PARAÍBA	25,93%
CNEE	-11,95%	ESCELSA	27,34%
CPFL SANTA CRUZ	-9,69%	CELTINS	28,48%
CPFL PAULISTA	-6,78%	CELB (BORBOREMA)	28,76%
CPEE (CPFL LESTE PAULISTA)	-6,78%	ELETROCAR	33,97%
CELG	-5,45%	CEB-D	34,25%
COELCE	-4,98%	COOPERALIANÇA	35,38%
ENERGIPE	-2,97%	CELESC	39,88%
CEMIG-D	-1,82%	CEEE-D	42,58%
COSERN	-0,59%	IGUAÇU ENERGIA	44,99%
CERON	-0,47%	NOVA FRIBURGO (ENERGISA)	50,89%
CERJ (Ampla)	0,00%	DEMEI	57,05%
SULGIPE	0,00%	CFLCL (ENERGISA MG)	68,47%
CELPE	0,00%	CHESP	76,83%
CEPISA	0,00%	AES SUL	82,95%
UHENPAL	0,00%	FORCEL	130,69%
RGE	2,12%		
		Média	9,27%
		Desvio Padrão	0,2403

Fonte: Elaborado pela autora com base nos dados da ANEEL

Tabela 12 - Variação da BRRb de 28 Distribuidoras no 1º ciclo

	Base de Remuneração Bruta de 2003 a 2005				Variação
CPFL JAGUARI	100.467.366	42.126.940	44.716.208		-55%
CPFL PIRATININGA	2.755.202.541	1.803.134.091	1.577.153.353	1.618.991.803	-41%
BANDEIRANTE	3.173.160.729	2.078.698.360	2.043.801.387		-36%
CELPA	2.169.705.620	1.530.721.944			-29%
BRAGANTINA	151.475.507	113.528.992	109.859.068		-27%
EEVP	186.897.091	136.666.654	142.828.329		-24%
CPFL MOCOCA	48.639.561	37.555.258	38.822.485		-20%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	85.752.055	67.907.935	70.137.325		-18%
CFLO	33.258.050	26.063.896	27.140.669		-18%
LIGHT	9.650.510.377	7.763.039.822	8.048.596.961		-17%
CAIUÁ	229.142.554	179.089.137	195.626.844		-15%
ELEKTRO	3.825.710.000	3.269.428.320			-15%
CNEE	82.263.368	64.596.812	72.429.563		-12%
CPFL SANTA CRUZ	325.349.270	257.877.002	325.349.270	293.813.804	-10%
CPFL PAULISTA	5.313.831.273	4.953.309.071			-7%
CPEE (CPFL LESTE PAULISTA)	5.313.831.273	4.953.309.071			-7%
COELCE	1.997.057.327	1.897.702.839			-5%
ENERGIPE	438.805.010	425.784.326			-3%
CEMIG-D	11.370.538.585	11.163.307.436			-2%
COSERN	822.761.277	817.898.061			-1%
CERJ (Ampla)	2.819.710.633				0
RGE	1.567.832.101	1.601.018.303			2%
COELBA	4.180.408.970	4.054.631.555	4.632.929.736		11%
CEMAT	1.180.104.205	1.329.855.612			13%
ELETROPAULO	8.274.807.748	9.884.631.120			19%
ELFSM	81.161.951	61.115.766	81.161.951	96.905.841	19%
ENERSUL	1.308.944.010	1.604.728.642			23%
AES SUL	764.578.921	1.413.805.740	1.398.768.591		83%
				Média	-7%
				Desvio Padrão	0,172545

Fonte: ANEEL

Observa-se, mais uma vez, que as variações das BRRbs foram bastante divergentes das definitivas. Nesse primeiro ciclo, devido às indefinições que ocorreram, as concessionárias retardaram para apresentar o laudo de avaliação de acordo com a Resolução 493/2002, por isso as BRRbs provisórias foram determinadas entre 65% a 90% do custo histórico corrigido pelo IGP-M dos investimentos realizados. A Enersul, por exemplo, teve a sua BRRb provisória no valor correspondente a 65% dos investimentos prudentes. Já a da Eletropaulo foi de 90%. E, quando foram apresentados os laudos de avaliação, as bases de remuneração foram alteradas para maior ou menor, conforme cada caso. A AES SUL teve a

maior variação positiva de 83%, devido a não apresentação do laudo no prazo estabelecido, por isso foi arbitrado um valor provisório correspondente a 80% do CHC.

Foram publicadas, entre 2003 a 2005, seis notas técnicas referentes a RTP da CPFL Piratininga, tendo sido determinados quatro valores da BRR, como exposto na Tabela 12, com uma variação negativa em 41%. A justificativa encontrada nas NTs foi, mais uma vez, o atraso na entrega do laudo de avaliação, tendo sido, assim, determinados para a audiência pública valores com base no CHC. Quando da entrega do referido laudo, a ANEEL encontrou algumas inconsistências como, por exemplo, contabilização de juros sobre obras em andamento onde não existia. Devido a esse fato, a validação definitiva da BRR só ocorreu em outubro de 2005, dois anos após o início do processo.

A CPFL Santa Cruz também apresentou quatro valores da BRR em cinco notas técnicas publicadas de outubro de 2003 a dezembro de 2005. A 4ª NT determinou a retificação do valor validado pela nota técnica anterior, retornando assim ao valor provisório estipulado na audiência pública, em razão da não validação da base de remuneração. E, somente na 5ª e última NT, de dezembro de 2005, o valor definitivo foi aprovado, sendo 19% maior em comparação com o valor provisório, acontecendo o mesmo fato com a Empresa Luz e Força Santa Maria – ELFSM. A fragilidade dos laudos de avaliação resulta na demora da aprovação, consumindo, conseqüentemente, os recursos da sociedade, pois aumentam os custos de transação.

Vale enfatizar que não foi encontrado, separadamente, o valor da BRRb definitivo da CERJ (atual Ampla), por isso a variação está nula. Em média, a variação foi negativa em 7%, com o desvio padrão em torno de 17%. Portanto, pode-se dizer que as BRRbs, ao final desse processo de revisão de 28 empresas, diminuíram, em média, em 7%. Ainda, 71% das empresas tiveram sua BRRb alterada para menor, e em 29% delas, para maior.

Note-se que isso pode causar, individualmente, imposição de custos injustos aos consumidores de 20 empresas durante o período de indefinição e, quanto aos demais, esses estavam pagando abaixo do necessário, o que traz prejuízo para a concessionária.

Enquanto os valores da BRRb permanecem provisórios, as tarifas também permanecem. Dessa forma, caso a base esteja superestimada, como demonstrado, em 71%, os consumidores, provavelmente, pagaram acima do necessário, ou, se subestimado, pagaram abaixo.

Vale enfatizar que as discrepâncias entre os valores provisórios e definitivos geram correções retroativas à data de revisão, criando contas compensatórias em reajustes futuros.

Em 2004, 17 empresas iniciaram o processo de revisão tarifária, tendo 6 delas suas BRRbs definitivas validadas no mesmo ano, e as 11 restantes, em 2005. Nesse grupo de empresas, ocorreu o oposto, visto que 13 tiveram sua BRB definitiva a maior e, somente para três, houve diminuição. Quanto à Sulgipe, o valor definitivo não foi alterado em relação ao provisório. Como já comentado, a Forcel teve sua BRRb aumentada em 130%. Já a Empresa de Força e Luz João Cesa – EFLJC teve o valor diminuído em 33%.

Na média geral, houve um aumento de 30,68%, com um desvio padrão em torno de 29%, ou seja, os valores são mais discrepantes, conforme demonstrado na Tabela 13. Entretanto, percebe-se que houve um amadurecimento, pois o intervalo entre as bases provisórias e definitivas foi menor.

Tabela 13 - Variação da BRRb de 17 Distribuidoras no 1º ciclo

	Base de Remuneração Bruta 2004 e 2005			Variação
	2004	2005		
ELFJC	1.376.291	914.783		-33,53%
COPEL	1.662.076.327	1.315.665.334		-20,84%
EFLUL	4.764.341	4.001.608		-16,01%
SULGIPE	68.799.917	68.799.917		0,00%
COCEL	44.115.703	45.527.783		3,20%
DME-D	113.551.602	131.283.907		15,62%
ESCELSA	1.644.478.265	2.094.044.072		27,34%
CELTINS	703.786.411	904.242.970		28,48%
CELB (BORBOREMA)	67.086.355	82.069.605	86.381.014	28,76%
CEB-D	977.260.756	1.311.962.050		34,25%
CELESC	2.209.238.500	3.090.317.289		39,88%
CEEE-D	1.410.812.947	2.011.581.467		42,58%
IGUAÇU ENERGIA	15.553.379	22.551.614		44,99%
NOVA FRIBURGO (ENERGISA)	64.124.654	64.124.654	96.757.759	50,89%
CFLCL (ENERGISA MG)	336.258.167	566.507.062		68,47%
CHESP	18.818.717	33.277.003		76,83%
FORCEL	4.186.069	4.186.069	9.656.782	130,69%
			Média	30,68%
			Desvio Padrão	0,29

Fonte: ANEEL

E, finalmente, das 16 empresas iniciaram o processo de revisão, em 2005, 13 tiveram sua BRB definitiva aprovada no mesmo ano, sendo três homologadas em 2006, o que demonstra mais uma evolução na determinação da base de remuneração. Analisando a Tabela 14, percebe-se que apenas duas empresas tiveram suas BRRbs diminuídas, e dez obtiveram aumento. A Celpe manteve o mesmo valor da BRRb provisória. Já quanto à Cepisa e a Uhenpal, não foi possível confirmar a BRRb definitiva na nota técnica final, pois não foi

publicada a BRRb separadamente, sendo apenas exposto o valor do reposicionamento e o valor total da Parcela B, entre outros dados.

A média das variações ficou em torno de 14% a maior, com um desvio padrão de 13%, sendo essa a menor discrepância nessa primeira revisão. A maior variação se deu do Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DEMEI, em mais de 50%, tendo sido a maior redução a da Companhia Energética de Goiás – CELG, em quase 5%. Isso ocorreu porque, como já comentado, os laudos de avaliação não foram apresentados no prazo determinado ou ainda não fiscalizados pelo regulador. Entretanto, após todos os procedimentos cabíveis, os valores definitivos foram aprovados.

Tabela 14 - Variação da BRRb de 16 Distribuidoras no 1º ciclo

	Base de Remuneração Bruta de 2005 a 2006		Variação
CELG	2.568.992.760	2.428.927.526	-5,45%
CERON	449.967.931	447.857.472	-0,47%
CELPE	2.475.933.321	2.475.933.321	0,00%
CEPISA	694.396.379		0,00%
UHENPAL	11.642.221		0,00%
ELETROACRE	153.031.771	160.799.783	5,08%
BOA VISTA	71.253.369	77.671.214	9,01%
CEMAR	1.582.616.401	1.755.619.219	10,93%
HIDROPAN	11.893.576	13.198.306	10,97%
ALAGOAS	629.986.087	737.629.575	17,09%
MUXFELDT	4.053.089	4.747.681	17,14%
AMAZONAS	1.739.598.960	2.054.953.708	18,13%
PARAÍBA	579.032.642	729.188.606	25,93%
ELETROCAR	25.782.279	34.541.336	33,97%
COOPERALIANÇA	18.221.363	24.667.589	35,38%
DEMEI	14.100.633	22.145.065	57,05%
	Média		14,67%
	Desvio Padrão		0,13

Fonte: ANEEL

A Figura 14 ilustra o intervalo de tempo para a definição do valor definitivo das bases de remuneração analisadas. De forma conjunta, 38% das empresas tiveram suas bases aprovadas com dois anos de atraso, e 31%, com um ano de atraso, e o restante, 31%, no mesmo ano. Vale ressaltar que as empresas que tiveram aprovadas suas bases no mesmo ano são aquelas que iniciaram o processo em 2004 e 2005, quando a discussão sobre a base de mensuração já estava mais avançada, pois, como já referenciado, em 2003, nenhuma base foi aprovada.

Figura 14 - Resultados da Avaliação da Base de Ativos no 1º Ciclo

Fonte: Elaborado pela autora com base nas NT da ANEEL

A ANEEL foi a primeira agência regulatória no Brasil, tendo por missão regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal (Art. 2º da Lei nº 9.427/1996). Quando da primeira revisão tarifária, a ANEEL já se encontrava totalmente estruturada. Na sua estrutura organizacional, encontram-se as Superintendências de Processos Organizacionais, sendo uma delas a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que tem por função executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização econômico-financeira e contábil das concessões, permissões e autorizações dos serviços e instalações de energia elétrica. A SFF abriu fiscalização quanto à BRR no 1º ciclo em 36 distribuidoras, ou seja, em quase 60% das empresas, embora, segundo consta no site da ANEEL, esses processos ainda não foram encerrados, mesmo após, em média, terem se passados 10 anos. Vale salientar que existem vários outros processos de fiscalização (como fiscalização dos laudos de avaliação do ativo imobilizado), tendo sido citados aqui somente os específicos quanto à BRR⁵⁷.

⁵⁷ Importante destacar que a SFF pode aplicar sanções (inclusive, pecuniárias) às empresas que cometem infrações, entretanto, como esses processos ainda não foram finalizados, não foi possível averiguar as sanções impostas.

3.2.1.2 Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2007 a 2010)

Para o segundo ciclo de revisão, foi editada a Resolução nº 234/06, a qual estabeleceu o “Aprimoramento das metodologias para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição – 2007 a 2010”. O primeiro procedimento a ser realizado foi a blindagem da base de remuneração aprovada no primeiro ciclo, sendo o valor considerado um ativo financeiro que devia ser atualizado pelo IGP-M.

Com base nesse normativo, foram estabelecidos valores provisórios para as bases de remuneração das concessionárias. As discussões continuaram e, em 2008, foi publicada a Resolução 338/08⁵⁸, que altera a Resolução 234/06, prevendo aprimoramentos metodológicos para a determinação da base de remuneração, Fator X, receitas irrecuperáveis, dentre outros. O método de avaliação continua sendo o Custo de Reposição, considerando-se o Valor Novo de Reposição obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária e não por cotações e/ou composição de custos, conforme estabelecido na primeira RTP, pela Resolução 493/02.

Os resultados foram os seguintes: a média global das variações foi negativa em 4,82%, com um desvio padrão de 9%, resultado bem diferente daquele do primeiro ciclo; em 37 empresas, houve queda da BRRb, em três, não houve alteração e, em 21, houve acréscimo; a Forcel que, no primeiro ciclo, obteve a maior variação positiva (130,69%), no segundo ciclo, teve a maior variação, mas negativa (-39,09%); e a CPFL Jaguari que, no ciclo anterior, apresentou a maior variação negativa (-55,45%), foi a empresa com a maior variação positiva (22,73%). A seguir, a Tabela 15 contém as variações do 1º e 2º ciclos de todas as empresas, para efeito de comparação.

⁵⁸ Altera a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Tabela 15 - Variações das BRRb do 1º e 2º Ciclos de 61 Concessionárias

Base de Remuneração Bruta	1º Ciclo	2º Ciclo	Base de Remuneração Bruta	1º Ciclo	2º Ciclo
CPFL JAGUARI	-55,49%	22,73%	COCEL	3,20%	-26,15%
CPFL PIRATININGA	-41,24%	-3,86%	ELETROACRE	5,08%	-26,25%
BANDEIRANTE	-35,59%	-12,63%	BOA VISTA	9,01%	-24,17%
ELFJC	-33,53%	-17,13%	COELBA	10,82%	-4,54%
CELPA	-29,45%	-16,04%	CEMAR	10,93%	-8,39%
BRAGANTINA	-27,47%	0,94%	HIDROPAN	10,97%	-15,40%
EEVP	-23,58%	-5,33%	CEMAT	12,69%	4,56%
COPEL	-20,84%	4,47%	DME-D	15,62%	11,04%
CPFL MOCOCA	-20,18%	-26,25%	ALAGOAS (CEAL-ELETROBRÁS)	17,09%	-7,06%
CFLO	-18,39%	3,00%	MUXFELDT	17,14%	-15,53%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	-18,21%	9,59%	AMAZONAS	18,13%	-26,20%
LIGHT	-16,60%	-5,12%	ELFSM	19,40%	-1,05%
EFLUL	-16,01%	-5,74%	ELETROPAULO	19,45%	-6,46%
CAIUÁ	-14,63%	-14,46%	ENERSUL	22,60%	-15,35%
ELEKTRO	-14,54%	-2,41%	PARAÍBA (ENERGISA PB)	25,93%	0,00%
CNEE	-11,95%	1,49%	ESCELSA	27,34%	-3,61%
CPFL SANTA CRUZ	-9,69%	6,75%	CELTINS	28,48%	3,08%
CPFL PAULISTA	-6,78%	7,13%	CELB (BORBOREMA)	28,76%	-6,04%
CPEE (CPFL LESTE PAULISTA)	-6,78%	18,53%	ELETROCAR	33,97%	0,00%
CELG	-5,45%	-5,84%	CEB-D	34,25%	-17,36%
COELCE	-4,98%	-11,02%	COOPERALIANÇA	35,38%	9,03%
ENERGIPE	-2,97%	-0,45%	CELESC	39,88%	7,23%
CEMIG-D	-1,82%	0,25%	CEEE-D	42,58%	-9,95%
COSERN	-0,59%	21,71%	IGUAÇU ENERGIA	44,99%	8,69%
CERON	-0,47%	-10,46%	NOVA FRIBURGO (ENERGISA)	50,89%	4,33%
CERJ (Ampla)	0,00%	-9,25%	DEMEI	57,05%	-12,92%
SULGIPE	0,00%	-6,71%	CFLCL (ENERGISA MG)	68,47%	-15,17%
CELPE	0,00%	3,79%	CHESP	76,83%	0,00%
CEPISA	0,00%	-16,01%	AES SUL	82,95%	8,22%
UHENPAL	0,00%	2,42%	FORCEL	130,69%	-39,09%
RGE	2,12%	-4,04%			
Média				9,27%	-4,78%
Desvio Padrão				0,2403	0,0941

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da ANEEL

Já no segundo ciclo, das 61 concessionárias, 14 empresas iniciaram a RTP em 2007, mas somente a Elektro teve a sua BRRb aprovada em definitivo no mesmo ano, e 05 delas, em 2008. O restante, 08 empresas, foram encerradas em 2009, mas, somente na Eletropaulo, houve alteração da BRRb em 2009, ou seja, apesar de as audiências públicas das demais empresas (07) terem sido encerradas em 2009, os valores da base de remuneração das mesmas não foram alterados em relação aos valores de 2008. A Tabela 16 apresenta esses dados.

Tabela 16 - Variação da BRRb de 14 Empresas no 2º ciclo

Base de Remuneração Bruta de 2007 a 2009 - 2º Ciclo				Variação
CPFL MOCOCA	52.720.921	38.880.752		-26%
CELPA	1.795.377.993	1.507.472.265	1.507.472.265	-16%
BANDEIRANTE	2.694.302.135	2.354.143.861	2.354.143.861	-13%
COELCE	2.469.074.121	2.197.061.926	2.197.061.926	-11%
ELETROPAULO	11.868.126.086	11.101.625.032	10.879.934.031	-6%
ESCELSA	1.911.759.838	1.842.656.938		-4%
CPFL PIRATININGA	2.072.641.475	1.992.581.108	1.992.581.108	-4%
ELEKTRO	3.926.049.587	3.831.424.655		-2%
ELFSM	117.380.027	116.150.154		-1%
CFLO	31.760.226	32.712.483	32.712.483	3%
CPFL SANTA CRUZ	212.045.425	226.364.544		7%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	83.861.794	91.900.261	91.900.261	10%
CPEE (CPFL LESTE PAULISTA)	91.378.049	108.307.871	108.307.872	19%
CPFL JAGUARI	50.935.262	62.513.522		23%
Média				-1,62%
Desvio Padrão				0,10

Fonte: ANEEL

Apesar de a média da variação ser negativa em 2%, houve redução na CPFL Mococa, de 26%, e na Celpa, de 16%, ou seja, as tarifas estavam superestimadas durante a RTP. Já a CPFL Jaguari recebeu um aumento na BRRb de 23%, e a CPFL Leste Paulista, de 19%, o que trouxe prejuízos às concessionárias naquele período.

A Tabela 17, acima, apresenta as 30 empresas que iniciaram a 2ª RTP em 2008, tendo quatro empresas a sua BRRb aprovada em definitivo no mesmo ano. As demais tiveram as BRRbs aprovadas em 2009. Entretanto, 22 concessionárias tiveram publicadas duas notas técnicas no mesmo ano, apesar de que, somente em duas empresas, houve alteração na BRRb. Isso quer dizer que ainda houve problemas na definição dos outros valores definitivos, sendo necessário alterar a nota técnica anteriormente publicada, o que aumenta o custo de transação. A média das variações foi negativa em quase 4%, destacando-se a Forcel e Cotel, que tiveram quedas expressivas, de 39% e 26%, respectivamente, mas a Cosern aumentou sua BRRb em 22%.

Analisando as notas técnicas da Forcel, observou-se que os bens totalmente depreciados apresentaram uma variação de 76% entre os dados apresentados na audiência pública e na nota técnica final, podendo ser essa a justificativa para a queda da base de remuneração bruta. O mesmo aconteceu com a Cotel. Quanto à Cosern, houve um aumento no valor do Ativo Imobilizado em Serviço de quase 23%, o que pode explicar a variação a

maior. A explicação encontrada nos documentos é que eram valores provisórios e que, após os aprimoramentos metodológicos, estabelecidos pela Resolução Normativa nº 338/2008, os resultados foram alterados.

Tabela 17 - Variação da BRRb de 30 Empresas no 2º ciclo

Base de Remuneração Bruta de 2008 a 2009 - 2º Ciclo				Variação
FORCEL	12.104.816	7.373.472		-39%
COCEL	61.295.522	45.268.967		-26%
CEB-D	1.326.081.261	1.095.864.762		-17%
ELFJC	1.459.139	1.209.160	1.209.160	-17%
ENERSUL	1.704.327.392	1.442.732.810	1.442.732.810	-15%
ENERGISA MG	478.853.202	406.195.863	406.195.863	-15%
CAIUÁ	213.308.901	182.464.098	182.464.098	-14%
CEEE-D	2.692.152.938	2.424.386.667	2.424.386.667	-10%
SULGIPE	78.676.786	73.398.128		-7%
CELB (BORBOREMA)	90.223.734	84.774.290		-6%
EFLUL	6.651.591	6.269.542	6.269.542	-6%
EDEVP	150.057.542	142.052.008	142.052.008	-5%
LIGHT	8.513.766.445,44	8.077.437.236	8.077.437.236	-5%
COELBA	5.447.983.847	5.186.633.186	5.200.416.032	-5%
RGE	2.259.234.342	2.363.483.618	2.167.935.950	-4%
ENERGIPE	608.992.188	606.248.844	606.248.844	0%
CHESP	41.383.610			0%
CEMIG-D	12.027.044.208	12.056.570.005	12.056.570.005	0%
BRAGANTINA	143.196.582	144.542.522	144.542.522	1%
CNEE	74.499.104	75.608.168	75.608.168	1%
CELTINS	641.823.046	661.597.896	661.597.896	3%
NOVA FRIBURGO (ENERGISA)	117.064.379	122.129.190	122.129.190	4%
COPEL	6.413.743.767	6.700.531.489	6.700.531.489	4%
CEMAT	1.592.123.851	1.664.788.954	1.664.788.954	5%
CPFL PAULISTA	5.171.945.148,44	5.540.909.575	5.540.909.575	7%
CELESC	3.405.817.434	3.652.095.848	3.652.095.848	7%
AES SUL	1.774.665.573	1.920.591.259	1.920.591.259	8%
IGUAÇU ENERGIA	21.290.523	23.140.904	23.140.904	9%
DME-D	163.846.712	181.938.833	181.938.833	11%
COSERN	952.465.366	1.159.289.020	1.159.289.020	22%
Média				-3,65%
Desvio Padrão				0,092

Fonte: ANEEL

Tabela 18 - Variação da BRRb de 17 Empresas no 2º ciclo

	Base de Remuneração Bruta de 2009 - 2º Ciclo		Variação
ELETROACRE	401.978.688	316.214.248	296.470.849 -26%
AMAZONAS	1.209.276.435	892.417.260	-26%
BOA VISTA	149.580.730	113.432.108	-24%
CEPISA	800.183.632	672.040.188	-16%
MUXFELDT	8.596.606	7.261.351	-16%
HIDROPAN	16.179.554	13.688.171	-15%
DEMEI	27.640.288	24.068.399	-13%
CERON	636.800.821	570.200.648	-10%
AMPLA	4.795.393.450	4.352.015.228	-9%
CEMAR	2.453.070.425	2.247.316.034	-8%
ELETROBRÁS ALAGOAS	921.788.591	856.668.417	-7%
CELG	2.416.069.591	2.274.887.698	-6%
ELETROCAR	25.870.482		0%
ENERGISA PARAÍBA	922.461.753		0%
UHENPAL	13.394.362	13.718.963	2%
CELPE	2.935.539.633	3.046.816.842	4%
COOPERALIANÇA	29.471.898	32.133.403	9%
		Média	-9,54%
		Desvio Padrão	0,08

Fonte: ANEEL

A Tabela 18 traz as últimas 17 concessionárias que ainda não haviam participado da 2ª RTP. Note-se que todas elas tiveram a BRRb revistas e aprovadas em 2009, apesar de ter sido publicada mais de uma nota técnica com valores variados. Apenas na Eletrocar e na Energisa Paraíba, não houve variação na BRRb, tendo a média nessa etapa apresentado uma queda de quase 10%. A Eletroacre e a Amazonas tiveram a BRRb reduzida em 26%, todavia, como o intervalo de tempo foi pequeno, dentro do mesmo ano, pode-se dizer que o impacto foi pequeno.

A Figura 15, abaixo, evidencia o tempo de duração em relação ao resultado final das bases de remuneração analisadas: 13% das empresas tiveram aprovadas suas bases com dois anos de atraso; 51%, com um ano de atraso; e 36%, no mesmo ano. Percebe-se uma evolução nesse sentido, pois, ao se comparar com o primeiro ciclo, tem-se que: o percentual de empresas que demoraram dois anos para receber a validação definitiva passou de 38% para 13%, uma melhora significativa; com um ano, passou de 31% para 51%; e, no mesmo ano, de 31% para 36%. É importante destacar que as empresas que tiveram a BRRb aprovada no mesmo ano são aquelas que iniciaram o processo em 2009, quando a discussão sobre a base de mensuração já estava mais avançada, pois, como já comentado, em 2007, somente uma empresa teve a BRRb aprovada.

Figura 15 - Resultados da Avaliação da Base de Ativos no 2º Ciclo

Fonte: Elaborado pela autora com base nas NT da ANEEL

No segundo ciclo, a SFF abriu fiscalização quanto à BRR em 58 distribuidoras, não sendo apenas três empresas objeto dessa fiscalização: Eletropaulo, Companhia Nacional de Energia Elétrica e DME Distribuição S.A. - DME-D. E, ainda, 07 delas são alvos de dois processos de fiscalização: Amazonas Distribuidora de Energia, Companhia Energética de Pernambuco - Celpe, Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Centrais Elétricas de Rondônia S.A (atual Eletrobrás Rondônia), Celg Distribuição S.A, Companhia Luz e Força Santa Cruz (atual CPFL Santa Cruz), Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DMEI. Assim, foram abertos 65 processos administrativos somente para tratar da BRR. Desse total, somente 04 já foram encerrados com aplicação de multa pecuniária.

3.2.1.3 Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2011 a 2014)

No terceiro e último ciclo (2011 a 2014), o processo de revisão foi mais ágil. Apesar de as discussões terem iniciado em 2011, de forma global, as audiências públicas individuais começaram em 2012. No terceiro ciclo, apesar de o processo ter sido mais ágil, as variações foram semelhantes às do segundo ciclo, sendo, em média, negativas em 4,48%, conforme demonstra a Tabela 19. A CPFL Jaguari, no terceiro ciclo, não apresentou variação entre a proposta preliminar apresentada na audiência pública e a nota técnica final, tendo sido o processo bastante ágil, visto que o prazo entre a audiência e a proposta final foi de apenas dois

meses. A Bragantina foi a empresa com a maior variação negativa no 3º ciclo, com 33,66%. Entretanto, nas notas técnicas, consta apenas que alterações foram realizadas quando pertinentes. A mesma justificativa foi encontrada nas notas técnicas da Eletrocar, que obteve a maior variação positiva, 33,10%

Tabela 19 - Variações das BRRb de 61 Concessionárias de 2012 e 2013

Base de Remuneração Bruta	1º Ciclo	2º Ciclo	3º Ciclo	Base de Remuneração Bruta	1º Ciclo	2º Ciclo	3º Ciclo
CPFL JAGUARI	-55,49%	22,73%	0,00%	COCEL	3,20%	-26,15%	-14,46%
CPFL PIRATININGA	-41,24%	-3,86%	0,00%	ELETROACRE	5,08%	-26,25%	-5,95%
BANDEIRANTE	-35,59%	-12,63%	1,75%	BOA VISTA	9,01%	-24,17%	14,98%
ELFJC	-33,53%	-17,13%	-14,51%	COELBA	10,82%	-4,54%	2,29%
CELPA	-29,45%	-16,04%	0,00%	CEMAR	10,93%	-8,39%	-1,17%
BRAGANTINA	-27,47%	0,94%	-33,66%	HIDROPAN	10,97%	-15,40%	-17,68%
EEVP	-23,58%	-5,33%	-3,60%	CEMAT	12,69%	4,56%	-10,97%
COPEL	-20,84%	4,47%	0,00%	DME-D	15,62%	11,04%	0,00%
CPFL MOCOCA	-20,18%	-26,25%	0,00%	ALAGOAS (CEAL-ELETROBRÁS)	17,09%	-7,06%	-5,13%
CFLO	-18,39%	3,00%	-1,46%	MUXFELDT	17,14%	-15,53%	8,12%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	-18,21%	9,59%	0,00%	AMAZONAS	18,13%	-26,20%	-1,45%
LIGHT	-16,60%	-5,12%	4,57%	ELFSM	19,40%	-1,05%	0,00%
EFLUL	-16,01%	-5,74%	-21,38%	ELETROPAULO	19,45%	-6,46%	2,54%
CAIUÁ	-14,63%	-14,46%	-15,22%	ENERSUL	22,60%	-15,35%	-14,58%
ELEKTRO	-14,54%	-2,41%	0,00%	PARAÍBA (ENERGISA PB)	25,93%	0,00%	4,14%
CNEE	-11,95%	1,49%	-5,88%	ESCELSA	27,34%	-3,61%	2,23%
CPFL SANTA CRUZ	-9,69%	6,75%	0,00%	CELTINS	28,48%	3,08%	-20,30%
CPFL PAULISTA	-6,78%	7,13%	-15,35%	CELB (BORBOREMA)	28,76%	-6,04%	-14,37%
CPEE (CPFL LESTE PAULISTA)	-6,78%	18,53%	0,00%	ELETROCAR	33,97%	0,00%	33,10%
CELG	-5,45%	-5,84%	-0,32%	CEB-D	34,25%	-17,36%	-0,86%
COELCE	-4,98%	-11,02%	0,00%	COOPERALIANÇA	35,38%	9,03%	-3,52%
ENERGIPE	-2,97%	-0,45%	-1,93%	CELESC	39,88%	7,23%	-2,17%
CEMIG-D	-1,82%	0,25%	-20,87%	CEEE-D	42,58%	-9,95%	-22,74%
COSERN	-0,59%	21,71%	-1,87%	IGUAÇU ENERGIA	44,99%	8,69%	6,02%
CERON	-0,47%	-10,46%	-7,75%	NOVA FRIBURGO (ENERGISA)	50,89%	4,33%	-13,32%
CERJ (Ampla)	0,00%	-9,25%	-1,25%	DEMEI	57,05%	-12,92%	7,27%
SULGIPE	0,00%	-6,71%	-32,71%	CFLCL (ENERGISA MG)	68,47%	-15,17%	2,26%
CELPE	0,00%	3,79%	-4,44%	CHESP	76,83%	0,00%	18,94%
CEPISA	0,00%	-16,01%	-29,95%	AES SUL	82,95%	8,22%	-3,26%
UHENPAL	0,00%	2,42%	4,39%	FORCEL	130,69%	-39,09%	-13,10%
RGE	2,12%	-4,04%	-8,82%				
Média					9,27%	-4,78%	-4,48%
Desvio Padrão					0,2403	0,0941	0,0839

Fonte: Elaborado pela autora com dados da ANEEL

Na Tabela 20, abaixo, estão demonstradas as 34 concessionárias que tiveram sua BRRb revista, mas todas tiveram sua BRRb definitiva no mesmo ano. Somente a Energisa Borborema, que iniciou o processo de revisão em outubro de 2012, teve a revisão com término em janeiro de 2013, mas, devido ao curto período, pode-se dizer que a conclusão do processo se deu no mesmo ano. Esse terceiro ciclo também foi diferente quanto às notas técnicas, tendo em vista que somente a Eletropaulo teve três notas técnicas publicadas, incluindo a da audiência pública, e o restante, apenas duas, ou seja, a da audiência pública e a com o resultado final. Para o processo, esse fato é um ganho, pois se diminuem os custos de transação.

Tabela 20 - Variação da BRRb de 34 Empresas no 3º ciclo

	Base de Remuneração Bruta de 2012 - 3º Ciclo		Variação
BRAGANTINA	245.447.948	162.832.236	-33,66%
SULGIPE	124.834.367	83.999.084	-32,71%
CEEE-D	3.281.502.061	2.535.416.715	-22,74%
EFLUL	10.358.343	8.143.830	-21,38%
CELTINS	874.234.179	696.724.257	-20,30%
CAIUÁ	260.210.822	220.597.530	-15,22%
ELFJC	1.968.042	1.682.448	-14,51%
COCEL	57.886.557	49.516.638	-14,46%
CELB (BORBOREMA)	142.462.892	121.994.456	-14,37%
ENERGISA NOVA FRIBURGO	137.193.459	118.923.927	-13,32%
FORCEL	8.072.996	7.015.363	-13,10%
CNEE	112.067.330	105.480.103	-5,88%
EDEVP	149.569.626	144.188.031	-3,60%
CELESC	4.506.256.514	4.408.537.979	-2,17%
CFLO	36.919.079	36.381.552	-1,46%
CEB-D	1.351.249.598	1.339.651.253	-0,86%
COELCE	3.194.165.575	3.194.165.575	0,00%
CPFL LESTE PAULISTA	80.112.781	80.112.781	0,00%
CPFL JAGUARI	55.584.053	55.584.053	0,00%
CPFL MOCOCA	79.904.410	79.904.410	0,00%
CPFL PIRATININGA	2.759.731.510		0,00%
CPFL SANTA CRUZ	248.114.319	248.114.319	0,00%
CSPE CPFL SUL PAULISTA	120.197.954	120.197.954	0,00%
ELEKTRO	4.877.416.024	4.877.416.024	0,00%
ELFSM	153.932.599	153.932.599	0,00%
CELPA	2.338.348.218	2.338.348.218	0,00%
DME-D	115.958.150	115.958.150	0,00%
COPEL	7.082.358.045		0,00%
BANDEIRANTE	2.948.678.442	3.000.231.610	1,75%
ENERGISA MG	530.907.442	542.926.101	2,26%
ELETROPAULO	10.308.826.623	10.622.081.684	2,54%
IGUAÇU ENERGIA	26.757.794	28.368.127	6,02%
CHESP	35.343.214	42.038.249	18,94%
ELETROCAR	19.111.758	25.438.703	33,10%
		Média	-4,86%
		Desvio Padrão	0,10

Fonte: ANEEL

Analisando a Tabela 20, percebe-se que as empresas Brangatina e Sulgiipe foram as que mais tiveram suas BRRb reduzidas, em 33,66% e 32,71%, respectivamente. De modo oposto, a Eletrocar e a Chesp foram as que tiveram suas BRRb com maior aumento em relação ao valor proposto na audiência pública, em 33,10% e 18,94%, respectivamente. Quanto às empresas que não tiveram alteração no valor da BRRb, vale ressaltar que, em relação à Copel e à CPFL Piratininga, por indisponibilidade de acesso às notas técnicas finais, não foi possível determinar se houve variação ou não, tendo sido publicadas somente as resoluções homologatórias em que não consta o valor da BRRb. A Coelce entrou com uma liminar em abril de 2012 para a revisão da BRRb, entretanto a mesma foi suspensa no mesmo

mês. Em geral, a média das variações foi negativa em quase 5%. Devido ao pequeno intervalo de tempo entre as audiências públicas e as notas técnicas finais, pode-se afirmar que essa variação não foi significativa, na média. Entretanto, ao analisar as diferenças individuais, a desigualdade de valores foi significativa, visto que onze empresas tiveram redução acima de 10%.

A Tabela 21 apresenta as 27 concessionárias restantes e, como em 2012, todas tiveram suas BRRbs aprovadas em 2013, exceto a da Ampla, que terminou em abril de 2014, em virtude de sua audiência ter tido início em dezembro de 2013.

Tabela 21 - Variação da BRRb de 27 Empresas no 3º ciclo			
	Base de Remuneração Bruta de 2013 - 3º Ciclo		Variação
CEPISA	881.058.691	617.168.425	-29,95%
CEMIG-D	19.406.495.324	15.355.842.946	-20,87%
HIDROPAN	20.404.729	16.797.817	-17,68%
CPFL PAULISTA	8.767.069.701	7.421.488.469	-15,35%
ENERSUL	2.277.100.944	1.945.199.786	-14,58%
CEMAT	3.053.480.296	2.718.412.568	-10,97%
RGE	2.870.366.562	2.617.335.689	-8,82%
CERON	754.651.082	696.154.480	-7,75%
ELETROACRE	401.380.226	377.492.720	-5,95%
ELETROBRÁS ALAGOAS	1.145.123.395	1.086.416.076	-5,13%
CELPE	4.120.587.704	3.937.634.257	-4,44%
COOPERALIANÇA	53.126.694	51.254.191	-3,52%
AES SUL	2.587.379.226	2.503.033.419	-3,26%
ENERGIPE	888.208.902	871.109.684	-1,93%
COSERN	1.620.507.093	1.590.188.524	-1,87%
AMAZONAS	368.105.398	362.760.730	-1,45%
AMPLA	6.717.787.424	6.634.141.276	-1,25%
CEMAR	3.346.771.159	3.307.718.633	-1,17%
CELG	3.362.453.262	3.351.533.797	-0,32%
ESCELSA	2.697.891.430	2.758.068.755	2,23%
COELBA	7.229.725.047	7.395.314.218	2,29%
ENERGISA PARAÍBA	1.279.525.273	1.332.471.069	4,14%
UHENPAL	17.520.024	18.288.811	4,39%
LIGHT	11.451.023.315	11.974.212.085	4,57%
DEMEI	16.116.878	17.289.210	7,27%
MUXFELDT	5.484.994	5.930.335	8,12%
BOA VISTA	163.882.837	188.437.120	14,98%
	Média		-4,01%
	Desvio Padrão		0,07

Fonte: ANEEL

Analisando a Tabela 21, todas as empresas tiveram suas BRRb aprovadas em apenas duas notas técnicas, a da audiência pública e a do resultado final, bem como apresentaram variações em seus valores iniciais. A Cepisa teve a sua BRRb inicial reduzida em quase 30%, e a Cemig, em quase 21%. Já a Boa Vista teve um acréscimo de quase 15%, sendo, na média, uma redução de 4%. Também não foram encontradas justificativas detalhadas sobre o porquê das variações.

De forma global, pode-se dizer que todas as concessionárias tiveram sua BRR aprovada no mesmo ano, o que não aconteceu nos outros ciclos, podendo-se considerar esse fato um grande avanço.

Quanto à fiscalização da BRRb no 3º ciclo, catorze empresas foram alvos de processos abertos entre 2011 e 2012, estando a Eletropaulo⁵⁹ sujeita a dois deles, portanto, são 15 procedimentos ao todo, mas nenhum ainda foi encerrado. Esse total é bem menor que do aquele encontrado nos outros ciclos, todavia, vale salientar que não foram disponibilizados, até dezembro de 2014, os dados de 2013 e 2014, podendo, em virtude disso, esse total ser aumentado. O que é importante frisar também é que se pode dizer que a ANEEL possui uma boa estrutura de governança, mesmo com as ingerências do governo. Isso pode ser comprovado no relatório do Tribunal de Contas da União – TCU sobre a auditoria realizada⁶⁰ em sete agências reguladoras de infraestrutura, entre elas, a ANEEL. O TCU determinou às demais agências estabelecerem requisitos mínimos de transparência dos processos decisórios, tendo como parâmetro os procedimentos adotados pela ANEEL.

Enfim, como demonstrado, ainda há muito a avançar. O regulador precisa proporcionar incentivos e apresentar regras claras de regulação para as empresas voltarem a investir. Como afirma Teixeira (2005), no Brasil, se implantada uma metodologia mais simples, a aplicação seria mais fácil, proporcionando tarifas mais compreensíveis para os consumidores, mesmo que os resultados com o uso da abordagem mais clara não sejam os ideais, mas evitariam as divergências entre os valores provisórios e os definitivos.

⁵⁹ Apesar desses processos ainda não estarem encerrados, a ANEEL expediu um auto de infração no valor de R\$ 126.379.941,14, por imperfeições no laudo de avaliação e erro material que também ocorreu no segundo ciclo de revisão tarifária.

⁶⁰ O relatório pode ser acessado pelo link:

http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/areas_atuacao/regulacao/Publica%C3%A7%C3%B5es/Governan%C3%A7a_regulatoria_agencias_reguladoras.pdf.

4. CONTABILIDADE SOCIETÁRIA x REGULATÓRIA

O objetivo deste capítulo é apresentar e analisar criticamente a contabilidade aplicada ao setor elétrico. Atualmente, a ANEEL obriga as companhias abertas reguladas a adotarem regras contábeis específicas (denominadas de contabilidade regulatória) em separado dos demonstrativos contábeis obrigatórios pela legislação societária brasileira. Como definem Pardina, Rapti e Groom (2008, p. 64), “Contabilidade regulatória é um conjunto de princípios e regras de apresentação de informações para as empresas reguladas”.

O primeiro plano de contas para as empresas de energia data de 1950, instituído pelo Decreto nº 28.545⁶¹. Desde então, esse plano de contas vem sendo atualizado, passando essa responsabilidade a ser da agência reguladora a partir de sua criação, em 1996. Como comentado na introdução, a ANEEL editou, em 2001, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSPE). Além do plano de contas, o manual traz instruções gerais e contábeis, entre elas, acerca da segregação das atividades (geração, transmissão e distribuição), além de disciplinar a forma de contabilização e divulgação das demonstrações contábeis. O Manual determinou, também, a elaboração de demonstrações contábeis complementares, como a Demonstração do Valor Adicionado – DVA, a Demonstração do Fluxo de Caixa (que, na época, não eram obrigatórias) e o Balanço Social.

Pode-se inferir que esses foram os primeiros passos para a contabilidade regulatória. Em 2010, devido à convergência às normas internacionais de contabilidade, a ANEEL, com a publicação da Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, instituiu a Contabilidade Regulatória e aprovou alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

Segundo essa Resolução (p.1), a agência justifica a necessidade da contabilidade específica em dois tópicos:

(a) divulgar à sociedade um conjunto de informações que representem adequadamente a situação econômico-financeira das concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e 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

⁶¹ Para maior compreensão, ver Ferreira (2009).

Competência, especificamente, relacionado ao processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis;

(b) 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.

As normas internacionais buscam evidenciar a substância econômica dos eventos contábeis. O modelo econômico do setor elétrico brasileiro apresenta algumas peculiaridades, e a ANEEL decidiu oficializar a contabilidade regulatória. E devido a isso, a seguir, essas desigualdades na contabilização são discutidas

No Brasil, o processo de convergência ocorreu em duas etapas: adoção parcial em 2008 e 2009 e, em 2010, a adoção na sua totalidade (*full IFRS*) pelas companhias abertas brasileiras. Para as empresas de energia elétrica, o impacto relevante foi a emissão do normativo ICPC 01 – Contratos de Concessão, em 22 de dezembro 2009, e a orientação OCPC 05, de 28 de dezembro de 2009, com efeito retroativo aos exercícios encerrados a partir de dezembro de 2010 e às demonstrações financeiras de 2009 a serem divulgadas em conjunto com as demonstrações de 2010, para fins de comparação. Essas normas trouxeram uma mudança significativa para as concessionárias de serviços públicos em geral.

As principais alterações foram:

i) imobilizado de concessão: a infraestrutura do concedente e o concessionário tendo o direito apenas de acesso não são mais contabilizados como imobilizado do parceiro privado. As concessionárias devem reconhecer o direito de explorar os serviços, que serão contabilizados como ativos financeiros e/ou intangíveis de acordo com o disposto em cada contrato. As normas internacionais buscam evidenciar a substância econômica dos eventos contábeis e, por isso, os ativos físicos construídos pelo parceiro privado não são ativos da concessionária. Assim, o parceiro público concede o direito de explorar esses ativos para o parceiro privado, obtendo este benefícios econômicos futuros pela administração (uso) da infraestrutura.

A concessionária somente administra esses ativos com a intenção de, através dessa atividade, obter benefícios futuros, que, por sua vez, contêm a substância econômica que irá caracterizar os ativos efetivos do parceiro privado (Andrade, 2010).

Se outros ativos forem cedidos como parte da remuneração, e sobre os quais o parceiro privado possui total controle, inclusive, vendê-los, esses devem ser registrados como imobilizados da concessionária.

Quando da primeira adoção das IFRS completas, para fins de comparação, as empresas publicaram um balanço de abertura do ano anterior, que, nesse caso, foi em 01 de janeiro de 2009. Então, quando da publicação das demonstrações contábeis de 2010, também foram publicados o balanço de abertura e o de fechamento do ano de 2009.

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, por exemplo, nas demonstrações contábeis de 2010, demonstrou a transposição do imobilizado para o modelo bifurcado. A Tabela 22 traduz os valores, em que o imobilizado líquido é todo transferido para o intangível e financeiro.

Tabela 22 - Convergência do Imobilizado para o Modelo Bifurcado (ICPC01)

COELBA	Imobilizado*	Intangível	Ativo Financeiro	Total
Saldos originalmente publicados em 1º de janeiro de 2009	2.147.225	115.663		2.262.888
Reclassificação das obrigações pendentes de recebimento para contas a receber	3.053			3.053
Total				2.265.941
Bifurcação do ativo financeiro e intangível de acordo com o ICPC 01 e OCPC 05		1.997.507	268.434	2.265.941
Mensuração a valor justo do ativo financeiro				
Saldos representados de acordo com o ICPC 01 e OCPC 05		1.997.507	268.434	2.265.941

* Valores Líquidos em milhares de reais

Fonte: Notas Explicativas das Demonstrações Contábeis Anuais da Coelba de 2010

ii) ativos e passivos regulatórios devem ser desreconhecidos do balanço patrimonial, visto que esses recebíveis e exigíveis não atendem aos critérios de reconhecimento, segundo a Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (CPC 00).

A CEMIG Distribuição S/A, em 2010, ajustou seu balanço de 2009 e deu baixa em R\$ 1.761.543.000 de ativos regulatórios e em R\$ 608.750.000, de passivos regulatórios, representando quase 20% do ativo total e 9%, de seu passivo total.⁶²

Ativos e passivos regulatórios constituem-se em direitos de recuperar custos específicos incorridos ou obrigações de reembolsar quantias cobradas ou, ainda, diminuir tarifas em períodos futuros. (Em 2001, em virtude da crise do apagão, por exemplo, foram gerados ativos e passivos regulatórios pelas concessionárias e reconhecidos nas demonstrações contábeis até a convergência).

⁶² Para maiores detalhes do desreconhecimento dos ativos e passivos regulatórios das distribuidoras, ver Tancini (2013).

Em 2014, o IASB emitiu a *IFRS 14 – Regulatory Deferral Accounts*. A norma permite, em algumas situações, o reconhecimento de alguns ativos e passivos regulatórios, mas somente para os países que adotarem as IFRS a partir da publicação da referida norma, portanto, esta norma não tem efeito nas normas brasileiras, pois o Brasil adotou as IFRS em 2010.

(iii) a empresa deve contabilizar uma receita de construção pelo seu valor justo e seu respectivo custo quando está construindo a infraestrutura, mesmo quando ela terceiriza o serviço, pois é ela a responsável pela execução do contrato de concessão.

Como observado nas demonstrações contábeis, as distribuidoras estão reconhecendo as receitas sem margem, ou seja, o valor da receita de construção é igual ao custo de construção. Assim, ao se observarem as demonstrações de resultados, nota-se que a receita de construção não afeta a receita bruta, pois ela consta em linha separada após as reduções da receita bruta, mas aumenta as receitas operacionais líquidas. Esse aumento, no entanto, é anulado quando do reconhecimento dos custos de construção e, nas demonstrações regulatórias, esses valores são desreconhecidos. A contrapartida da receita de construção é o ativo intangível em curso, evidenciando os custos de construção a baixa do ativo intangível em curso.

Vale lembrar que, no momento do reconhecimento da receita de construção, não há movimentação no caixa da concessionária, transitando essa receita no caixa somente quando do recebimento das tarifas que amortizam o intangível em serviço.

(iv) devido ao reconhecimento de um ativo intangível, será reconhecida uma despesa de amortização que, anteriormente, era a depreciação do imobilizado. Já a amortização deve ser calculada de acordo com o prazo da concessão. Ela deve representar o padrão esperado de que os benefícios econômicos futuros sejam consumidos. Se essa mensuração não puder ser estimada com confiabilidade, deve-se utilizar o método linear.

O poder concedente faz a estimativa da vida útil econômica (vida útil regulatória), sendo ela aceita para os efeitos contábeis e regulatórios. Se a concessionária entender que as taxas impostas pelo regulador não estão representando a realidade econômica, essa taxa deve ser alterada para efeitos societários e ajustada no balanço regulatório.

A LIGHT Serviços de Eletricidade S.A registrou diferenças expressivas entre a amortização do intangível e a depreciação do imobilizado (balanço regulatório). É o que mostra a Tabela 23. Em 2011, a variação é de quase 50%, em 2012, de 35% e, em 2013, foi acima de 50%. Uma explicação para essa divergência pode ser a desproporção entre os valores dos ativos intangível e financeiro e do montante do imobilizado.

Os ativos da LIGHT, intangível (em serviço) e financeiro brutos, em 2013, por exemplo, totalizaram R\$ 8.964.973.000, e o imobilizado bruto (em serviço) do balanço regulatório foi de R\$ 15.988.348, representando uma diferença de 78,34%. O percentual médio de depreciação foi de 4,28%, societário, e 2,89%, regulatório. Já em 2012, a diferença entre os ativos foi de 41,56%, e o percentual médio de depreciação foi de 3,70%, societário, e 2,89%, regulatório. Analisando-se os números de 2011, a diferença é de 57,81%, chegando os percentuais de depreciação a 3,98%, societário, e 3,39%, regulatório. Em todos os anos, o percentual de depreciação foi menor nas demonstrações regulatórias, entretanto, as despesas de depreciação foram maiores devido à grande diferença entre o ativo imobilizado e os ativos intangível e financeiro.

Tabela 23 - Variação das Despesas de Depreciação/Amortização

Milhares de Reais	2013			2012			2011		
LIGHT SESA	Societário	Regulatório	Var.	Societário	Regulatório	Var.	Societário	Regulatório	Var.
Depreciação/amortização	300.921	462.616	53,73%	265.514	358.334	34,96%	267.229	393.827	47,37%

Fonte: Dados da Pesquisa

(v) com a desvinculação da contabilidade societária da fiscal, as empresas podem contabilizar créditos fiscais diferidos (ativos e passivos) tributáveis ou dedutíveis, decorrentes de desigualdades temporárias entre os valores contábeis e a base fiscal. Devido à aplicação do ICPC 01, alguns créditos podem surgir devido ao reconhecimento no resultado de diferença de mensuração a mercado, por exemplo. Para efeitos regulatórios, também podem ocorrer ajustes fiscais diferidos, devido, principalmente, aos ativos e passivos regulatórios.

(vi) as obrigações vinculadas à concessão (obrigações especiais), que eram reduzidas do ativo imobilizado, agora passam para os ativos intangível e financeiro e são amortizadas às mesmas taxas dos bens de infraestrutura. As obrigações especiais representam as contribuições da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Municípios e dos consumidores para a realização de investimentos. Esses aportes não são remunerados, pois não são recursos da concessionária, sendo os investimentos realizados com essas contribuições apenas geridos pelas distribuidoras. Se, ao final da concessão, houver valor residual, esse será reduzido do ativo financeiro de indenização. E, para efeitos regulatórios, esse valor continua no imobilizado.

(vii) para fins regulatórios, a ANEEL determinou o reconhecimento da diferença entre o valor contábil do imobilizado e o seu novo valor de reposição como “reavaliação regulatória compulsória”, sendo a contrapartida registrada como reserva de reavaliação no patrimônio

líquido. A Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE-D registrou, em 2012, R\$ 523.487.000 e, em 2011, R\$ 202.245.000.

Essas são as principais diferenças entre os balanços societário e regulatório. É preciso ressaltar que, devido a essas desigualdades, ocorrem expressivas divergências nos saldos do lucro societário e regulatório.

Analisando-se os dados de 2010 a 2013, de 52 empresas distribuidoras, de portes distintos (relacionadas no apêndice B), nota-se que o lucro médio societário, em 2010 e 2011, foi maior que o lucro médio regulatório. Esse resultado vem ao encontro de estudos anteriores, analisados na próxima subseção, como os de Suzart et al. (2012) e Dornelles, Macedo e Rodrigues (2013). Entretanto, em 2012 e 2013, a situação se inverte, passando o lucro regulatório a ser maior que o lucro societário. É o que demonstram a Tabela 24 e a Figura 16.

Tabela 24 - Média do Lucro Societário x Médio Lucro Regulatório

Ano	LLS	LLR	Variação
2013	19.650	19.975	2%
2012	12.499	14.350	15%
2011	108.052	66.501	-38%
2010	108.973	92.189	-15%

Fonte: Dados da Pesquisa

Figura 16 - Média Lucro Societário x Lucro Regulatório

Fonte: Dados da Pesquisa

É importante salientar que os dividendos são distribuídos com base no lucro societário. Não foi realizada uma comparação com os lucros anteriores, por isso não se pode afirmar que os investidores serão beneficiados ou não.

Já Scalzer (2010) analisou o impacto da adoção do ICPC 01 na Light S.E.S.A e concluiu que o lucro é afetado negativamente, embora o autor não tenha realizado um comparativo com o lucro regulatório. Nesse estudo, o autor alerta que pode haver impacto na distribuição de dividendos, tendo em vista que o lucro da empresa analisada diminuiu, em 10,5%, após a adoção da nova norma.

Todavia, deve-se analisar o caso com cuidado, porque esse estudo analisou apenas as demonstrações contábeis do ano de 2008. De acordo com os dados de 2010 a 2013, quanto ao ativo total médio (Tabela 25 e Figura 17), não há diferenças significativas de 2011 a 2013, sendo, em 2010, o ativo total societário maior que o regulatório em quase 20%.

Tabela 25 - Ativo Total Societário x Ativo Total Regulatório Médio

Ano	ATS	ATR	Variação
2013	2.778.828	2.778.530	0%
2012	2.673.926	2.655.321	-1%
2011	2.356.397	2.467.777	5%
2010	2.932.254	2.371.340	-19%

Fonte: Dados da Pesquisa

Figura 17 - Média Ativo Total Societário x Média Ativo Total Regulatório
Fonte: Dados da Pesquisa

Quanto ao patrimônio líquido, conforme demonstram a Tabela 26 e a Figura 18, em todos os anos, o PL regulatório foi maior.

Tabela 26 - PL Total Societário x PL Total Regulatório Médio

Ano	PLS	PLR	Variação
2013	583.590	638.964	9%
2012	519.855	578.115	11%
2011	596.915	658.161	10%
2010	630.851	671.728	6%

Fonte: Dados da Pesquisa

Figura 18 - Patrimônio Líquido Societário x Patrimônio Líquido Regulatório

Fonte: Dados da Pesquisa

Essa análise demonstra que o lucro societário é o mais afetado quando ocorrem os ajustes para o lucro regulatório até o ano de 2013. Mas, percebe-se que, em 2013, a diferença foi bem pequena, sendo possível, nos próximos anos, confirmar se a tendência continua. A seguir, destacam-se os estudos realizados (alguns, já citados aqui) sobre o tema.

Em nível internacional, destaca-se o Canadá, que passou a adotar as IFRS em 2011, tendo as suas concessionárias as mesmas dificuldades daquelas das concessionárias brasileiras quanto ao reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. O órgão regulador do setor elétrico da província de Ontário, no Canadá, “*Ontario Energy Board*”, instituiu, em 1999, o

Manual de Procedimentos Contábeis para as empresas distribuidoras de energia elétrica. Em 2012, esse manual foi revisado devido à obrigatoriedade de grande parte das distribuidoras em adotarem as IFRS a partir de 01 de janeiro de 2012⁶³. Assim, Ontário também teve a contabilidade regulatória modificada em alguns pontos das IFRS, sendo denominada de *Modified IFRS* (MIFRS).

Segundo esse manual, para fins regulatórios, as distribuidoras devem continuar a contabilizar a custo histórico, mesmo se, no balanço societário, for utilizada a reavaliação como é permitida pela IFRS. A depreciação também deve seguir o método linear. Quando da primeira adoção da IFRS, o distribuidor deve utilizar o valor contábil líquido como base para a fixação do valor da taxa de abertura e reportar ao regulador, mesmo que contabilize, por outra base de mensuração como valor justo, o valor reavaliado ou custo corrigido para as demonstrações contábeis. E os ativos e passivos regulatórios, que são desconhecidos ou reclassificados quando da transição para o IFRS, devem continuar a ser contabilizados para fins regulatórios.

Essas são as principais alterações devido à aplicação da IFRS no Canadá. Pode-se dizer que são semelhantes às mesmas ocorridas nas demonstrações contábeis das distribuidoras brasileiras, ou seja, o que a ANEEL adotou como contabilidade regulatória.

O IASB, na tentativa de evitar contabilizações paralelas, colocou em audiência pública, em julho de 2009, a minuta de interpretação sobre as atividades tarifárias regulamentadas (*Rate-regulated Activities*). Os comentários foram recebidos até 20 de novembro de 2009, mas, devido à complexidade do tema, o IASB suspendeu o projeto em setembro de 2010.

É muito difícil, talvez, impossível, que a norma consiga capturar as várias modalidades regulatórias existentes em todo o mundo. Trata-se de uma questão importante que envolve inúmeros países. Após várias discussões, o IASB iniciou a revisão do projeto em setembro de 2012. Em março de 2013, o órgão publicou um pedido de informação sobre a regulação tarifária (*Request for Information Rate Regulation*), devendo os comentários terem sido enviados até 30 de maio de 2013.

Enquanto o processo de audiência estava em andamento, o IASB decidiu, em dezembro de 2012, desenvolver um projeto interino para fornecer orientações de curto prazo

⁶³ Esse documento pode ser acessado pelo link:

<http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Industry/Rules+and+Requirements/Rules+Codes+Guidelines+and+Forms#electricity>. Acessado em 07 julho de 2013.

para os países que estivessem adotando pela primeira vez as IFRS, até que o projeto anterior fosse completado. Assim, em abril de 2013, foi publicado, para consulta, o projeto Contas de Diferimento Regulatório (*Regulatory Deferral Accounts*), ficando em aberto para comentários até setembro de 2013. Em janeiro de 2014, o IASB aprovou esse normativo (IFRS 14). Todavia, o alcance do projeto é somente para aqueles países que ainda não adotaram as IFRS e, como o Brasil já as adotou, não poderá voltar a reconhecer os ativos regulatórios no balanço societário.

4.1 Estudos Realizados sobre a Contabilidade Regulatória e a Adoção do ICPC 01

Alguns estudos já foram realizados quanto ao tema, dentre eles, os de Ferreira (2009); Scalzer (2010); Brugni, Rodrigues, Cruz e Szuster (2012); Suzart, Souza, Carvalho, Riva e Martins (2012); Tancini (2013) e Dornelles, Macedo e Rodrigues (2013).

Ferreira (2009) investigou a contabilidade regulatória como instrumento de regulação econômica do setor de distribuição de energia elétrica. A autora concluiu que o novo modelo de contabilização das concessões melhora a identificação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas em comparação com a contabilidade regulatória.

Apesar de a autora defender a utilização das demonstrações contábeis, após a convergência, para a análise do equilíbrio econômico-financeiro das empresas, não foi o que a ANEEL adotou; pelo contrário, ela institui definitivamente as demonstrações contábeis regulatórias, obrigando a todas as concessionárias a divulgação dos balanços regulatórios.

Scalzer (2010) analisou o impacto da adoção do ICPC 01 na Light S.E.S.A, nas demonstrações contábeis de 2008, e concluiu que a norma gera impactos negativos no lucro líquido da empresa, aumenta a receita e diminui o EBITDA. Esse estudo, todavia, não realizou a comparação se aplicada a contabilidade regulatória.

Já Brugni et al. (2012) pesquisaram a aplicação da contabilidade societária no tocante ao normativo que trata da contabilização de concessões (ICPC01) e realizaram uma comparação com a contabilidade regulatória imposta pela ANEEL. Os autores concluíram que a principal característica que fundamenta a criação da contabilidade regulatória é a não contabilização dos chamados ativos e passivos regulatórios. Pelo já discutido na seção

anterior, não foi só o desreconhecimento dos ativos e passivos regulatórios responsáveis pela instituição da contabilidade regulatória.

Suzart et al. (2012) analisaram os números contábeis societários e regulatórios de 62 empresas do setor elétrico, nos anos de 2009 e 2010. A análise empírica indicou que, na média, o lucro regulatório foi inferior ao societário, e que as normas societárias adotadas alteraram os retornos com maior intensidade.

E, como demonstrado anteriormente, a situação se repete em 2011, mas, em 2012 e em 2013, o lucro regulatório foi maior que o lucro societário.

Tancini (2013), em sua dissertação de mestrado, discutiu se os itens regulatórios (ativos e passivos regulatórios) são passíveis de contabilização nas demonstrações contábeis das companhias de distribuição de energia elétrica após a convergência às normas internacionais. O referido autor concluiu que, caso a recuperação desses itens não forem garantidas, os ativos e passivos regulatórios não devem ser reconhecidos. Nesse sentido, o autor entende que o não reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios na contabilidade societária é justificável e conceitualmente sustentável.

Já Dornelles, Macedo e Rodrigues (2013) verificaram o conservadorismo das demonstrações contábeis societárias e regulatórias de 82 empresas distribuidoras (concessionárias e permissionárias), nos anos de 2010 e 2011. Os autores concluíram que as demonstrações regulatórias são mais conservadoras que as societárias, em virtude do lucro reduzido das demonstrações regulatórias.

Entretanto, mais estudos são necessários, principalmente, no que tange à necessidade ou não de uma contabilidade regulatória que proporcione mais custos para as distribuidoras.

5. PROCEDIMENTOS, APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo traz os procedimentos, a apresentação e a discussão dos resultados encontrados.

A primeira seção detalha os procedimentos adotados para o desenvolvimento da parte empírica desta tese, e, em seguida, os resultados encontrados referentes ao 2º CRTP, com os dados atualizados pelo IPCA e IGP-M. A terceira traz as evidências encontradas no 3º CRTP, com os dados também atualizados pelos dois índices de inflação. E por último, são relatadas as conclusões.

5.1 Procedimentos iniciais

Como já comentado no Capítulo 2, a população pesquisada neste trabalho compreende as 63 empresas concessionárias do setor de distribuição de energia. Foram coletadas as demonstrações contábeis⁶⁴ exigidas pela legislação societária, de 1995 a 2013⁶⁵, disponíveis no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e/ou site das distribuidoras. No endereço eletrônico da ANEEL, também foram coletadas as informações disponibilizadas nas audiências públicas realizadas para cada revisão tarifária das distribuidoras, principalmente, as notas técnicas, as quais trazem o resultado definitivo em que constam os valores aprovados para a determinação das tarifas, como o AIS, IRT, BRR e VNT, entre outros.

Inicialmente, a intenção era analisar as três revisões tarifárias, mas, devido à indisponibilidade de alguns dados na primeira, serão utilizados os resultados definitivos da segunda revisão tarifária periódica (2º CRTP), que ocorreu de 2007 a 2010, e da terceira revisão tarifária periódica (3º CRTP), que ocorreu de 2011 a 2014. Assim, as demonstrações contábeis de cada empresa foram atualizadas monetariamente até 2013. Após a organização de todos os dados, foram excluídas dezenove empresas por falta de dados ou dados incompletos. A amostra final, portanto, foi composta por 44 distribuidoras para a análise do 2º CRTP. Para o 3º CRTP, a amostra final diminuiu para 41 distribuidoras, pois foram retiradas

⁶⁴ Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado do Exercício, Demonstração de Fluxo de Caixa, Demonstração de Origens e Aplicações de Recursos e Notas Explicativas.

⁶⁵ Não são todas as empresas que possuem dados desde 1996, pois foram constituídas após essa data ou não havia dados disponibilizados.

três empresas por indisponibilidade de alguns dados, pois isso inviabilizava a análise, como, por exemplo, falta de detalhamento da bifurcação do ativo imobilizado para ativos intangível e financeiro.

Vale ressaltar que as empresas analisadas para o 2º CRTP correspondem a 96,55% do total de unidades consumidoras do país e para o 3º CRTP cai para 95,97%, ou seja, representam quase a totalidade das mesmas, portanto, bastante representativa.

Cada distribuidora tem sua data de revisão tarifária (ver apêndice A), sendo o laudo de avaliação dos ativos realizado seis meses antes. Assim, quando a data de revisão for, por exemplo, em abril de 2008, o laudo teria sido realizado em novembro de 2007, sendo a demonstração contábil utilizada para fins de comparação, com o VNR, a anual de 2007.

A Figura 19 traz a relação final das empresas e o período em que as demonstrações foram atualizadas monetariamente.

	Período	Empresas
1	1995 a 2013	AES Eletropaulo S.A
2	1997 a 2013	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S. A
3	1995 a 2013	Ampla Energia e Serviços S.A
4	1998 a 2013	Bandeirante Energia S.A
5	2001 a 2013	Caiuá Distribuição de Energia S.A *
6	1995 a 2013	Celesc Distribuição S.A
7	1995 a 2013	Celg Distribuição S.A
8	2005 a 2013	CEMIG Distribuição S.A
9	2006 a 2013	Centrais Elétricas de Carazinho S.A - ELETROCAR *
10	1995 a 2013	Centrais Elétricas do Pará - CELPA
11	1995 a 2013	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A - CEMAT
12	1998 a 2013	Cia. Campolarguense de Energia - COCEL
13	1995 a 2013	Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
14	2001 a 2013	Cia. de Energia Elétrica do Estado de Tocantins - CELTINS
15	1995 a 2013	Cia. Energética de Pernambuco - CELPE
16	1995 a 2013	Cia. Energética do Ceará - COELCE
17	1995 a 2013	Cia. Energética do Maranhão - CEMAR
18	1995 a 2013	Cia. Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
19	2006 a 2013	Cia. Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D
20	2006 a 2013	Cia. Força e Luz do Oeste - CFLO
21	2004 a 2013	Cia. Hidroelétrica São Patrício - CHESP
22	2001 a 2013	Cia. Nacional de Energia Elétrica - CNEE
23	1998 a 2013	Cia. Paranaense de Energia - COPEL D
24	1995 a 2013	Cia. Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista
25	2006 a 2013	Cia. Paulista de Força e Luz Santa Cruz - CPFL Santa Cruz
26	2001 a 2013	Cia. Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga
27	1998 a 2013	Elektro Eletricidade e Serviços S.A
28	2002 a 2013	Elektrobrás Distribuição Alagoas - CEAL
29	2002 a 2013	Elektrobrás Distribuição Acre - ELETROACRE
30	2002 a 2013	Elektrobrás Distribuição Piauí - CEPISA
31	2002 a 2013	Elektrobrás Distribuição Rondônia - CERON
32	1998 a 2013	Elektrobrás Distribuição Roraima (Boa Vista Energia)
33	2005 a 2013	Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranaíba S.A - EDEVP *
34	2001 a 2013	Empresa Elétrica Bragantina S.A - EEB
35	1995 a 2013	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A - ENERSUL
36	2004 a 2013	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A - ELFSM
37	1999 a 2013	Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A
38	1995 a 2013	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S.A
39	1999 a 2013	Energisa Nova Friburgo Distribuidora de Energia S.A
40	1999 a 2013	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A
41	1999 a 2013	Energisa Sergipe Distribuidora de Energia S.A
42	1995 a 2013	Espírito Santo Centrais Elétrica - ESCELSA
43	1995 a 2013	Light Serviços de Eletricidade S.A
44	1997 a 2013	Rio Grande Energia S.A - RGE

* Essas empresas foram retiradas para análise do 3º CRTP

Figura 19 – Amostra Final da Pesquisa

Fonte: Dados da Pesquisa

5.1.1 Tratamento da Amostra

Inicialmente, foi realizada a atualização monetária dos dados, utilizando-se o modelo desenvolvido por Martins, Salotti, Amaral, Nagai e Melo (2012).

Os passos foram os seguintes:

- 1) Procedeu-se à separação dos ativos imobilizados em serviço (AIS) dos ativos imobilizados em curso, pois este último não entra para o cálculo da tarifa, por não estar em funcionamento⁶⁶;
- 2) As operações especiais (OE) não foram subtraídas do AIS, tendo em vista que, inicialmente, utiliza-se o valor bruto do imobilizado. As operações especiais são subtraídas quando do cálculo da base de remuneração. Ao mesmo tempo, as OE foram adicionadas ao patrimônio líquido;
- 3) A depreciação acumulada não foi alterada devido ser ela referente somente ao AIS em serviço;
- 4) Foram coletadas as taxas anuais do IPCA e do IGP-M, de 1996 a 2014 (ver Tabela 27), bem como as alíquotas do imposto de renda e contribuição social;
- 5) Nas notas explicativas (NE), foram averiguadas quais empresas realizaram reavaliação no período, que foram: Ampla, Bragantina, Caiuá, Celg, Celpa, Celtins, Cemat, CFLO, CNEE, Eletrocar, Eletropaulo e Rio Grande. Os valores da reavaliação foram subtraídos do AIS, da depreciação acumulada e das despesas com depreciação do período, bem como do PL. Esse ajuste foi feito desde o ano em que a reavaliação foi contabilizada até a baixa definitiva da mesma, tendo por objetivo retirar qualquer atualização do ativo que não seja pela inflação;
- 6) Os dados foram transferidos para uma planilha no Excel. Em seguida, aplicou-se o modelo de Martins et al (2012);
- 7) Em primeiro lugar, as variações anuais do AIS bruto (baixas, aquisições e/ou transferências do AIS em curso) foram apuradas, por diferença⁶⁷, com base nos dados publicados, o mesmo ocorrendo com o AIS em curso, depreciação e patrimônio líquido;

⁶⁶ Para o 3º CRTP, alguns ajustes foram necessários devido à convergência contábil, o que será detalhado na seção 5.3.

⁶⁷ Pela indisponibilidade dos dados.

- 8) Em seguida, fez-se a atualização pela inflação do AIS em serviço e em curso inicial e pelas variações de cada período. Os mesmos procedimentos foram adotados em relação à depreciação, ao lucro e ao patrimônio líquido. E, por conseguinte, os impostos diferidos foram calculados, bem como os seus efeitos no AIS em serviço e em curso.
- 9) E, por fim, foi possível comparar os valores históricos e corrigidos do AIS em serviço e em curso, o lucro líquido, o patrimônio líquido e, ainda, calcular o Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE)⁶⁸ histórico e corrigido, que será utilizado posteriormente.
- 10) Após esses passos, com os dados já atualizados pelo IPCA e pelo IGP-M, foi possível refazer a base de remuneração regulatória – BRR, a partir do AIS corrigido e histórico, para fins de comparação com a BRR a VNR homologado pela ANEEL.

A Tabela 27 apresenta os dois índices de inflação, IGP-M e IPCA, anuais e acumulados desde 1996, os quais são utilizados para a atualização monetária.

Tabela 27 - Dados Históricos do IGP-M e IPCA

Ano	IGP-M	Acumulado	Ano	IPCA/IBGE	Acumulado
1995		100	1995		100
1996	9,20%	109,2	1996	9,56%	109,56
1997	7,73%	117,64	1997	5,22%	115,28
1998	1,78%	119,74	1998	1,66%	117,19
1999	20,10%	143,8	1999	8,94%	127,67
2000	9,95%	158,11	2000	5,97%	135,29
2001	10,37%	174,51	2001	7,67%	145,67
2002	25,30%	218,66	2002	12,53%	163,92
2003	8,69%	237,66	2003	9,30%	179,17
2004	12,42%	267,17	2004	7,60%	192,78
2005	1,20%	270,38	2005	5,69%	203,75
2006	3,84%	280,76	2006	3,14%	210,15
2007	7,74%	302,49	2007	4,45%	219,5
2008	9,80%	332,14	2008	5,90%	232,45
2009	-1,71%	326,46	2009	4,31%	242,47
2010	11,32%	363,41	2010	5,91%	256,8
2011	5,10%	381,95	2011	6,50%	273,49
2012	7,82%	411,82	2012	5,84%	289,46
2013	5,51%	434,51	2013	5,91%	306,57
2014	3,67%	450,46	2014	6,41%	326,22

Fonte: FGV e IBGE⁶⁹

⁶⁸ O ROE foi obtido pela divisão entre o resultado do período pelo patrimônio líquido inicial a CH e CHC.

⁶⁹ Fundação Getúlio Vargas e Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

Pode-se observar uma desigualdade entre os dois índices, pois a metodologia de cálculo é diferente. Enquanto o IPCA (calculado pelo IBGE) mede a inflação com base no consumo pessoal das famílias com rendimento de 1 a 40 salários mínimos, com abrangência geográfica limitada, o IGP-M (medido pela FGV) é mais amplo, tendo em vista que a inflação registrada abrange toda a população, sem limite de renda, e engloba a variação dos preços desde a matéria-prima até os bens e serviços finais. Note-se que, nos anos de 1999 e 2002, a diferença é de mais de 100%. A média anual do IGP-M no período (1996 a 2014) foi de 8,64%, enquanto a do IPCA foi de 6,45%, registrando uma variação de 30,46% e, no acumulado de 1996 a 2014, a diferença é de um pouco mais de 38%. Em 2009, o IGP-M registrou a única deflação da série, de 1,71%. Já, nos últimos dois anos, o IGP-M foi menor que o IPCA.

Vale frisar mais uma vez que o IPCA é o índice oficial utilizado pelo Banco Central para medir a inflação, e o IGP-M é utilizado para reajuste dos aluguéis e das tarifas públicas.

A Figura 20, a seguir, demonstra a variação dos índices, sendo possível a comparação das taxas, podendo-se notar que o IGP-M é mais volátil que o IPCA. E esse comportamento divergente mostra, mais uma vez, a dificuldade de se definir qual indexador representa a inflação mais próxima da realidade.

Figura 20 - IGP-M X IPCA

Fonte: FGV e IBGE

O artigo de Souza (2004) defende o IPCA como indicador geral da inflação. O autor afirma que a utilização do IGP-M deve ser evitado para corrigir as tarifas de bens e serviços (como o setor elétrico), pois isso pode trazer resultados danosos. Em outras palavras, o IGP-M não seria apropriado para o reajuste das tarifas do setor elétrico.

Em matéria veiculada em 2005, no jornal Valor Econômico, o economista Delfim Netto destaca que o IGP superestima a taxa de inflação. E o economista cita ainda que uma tarifa corrigida pelo IPCA teria crescido de 100, em 1998, para 165, em 2004, e pelo IGP, seria 224, em 2004, ou seja, 35,7% superestimado. Entretanto, a intenção não é uma discussão exaustiva sobre os indicadores da inflação, mas, sim, evidenciar a relevância do assunto para estudos posteriores.

Retornando ao tratamento da amostra e, como já comentado, a ANEEL publica em nota técnica o resultado definitivo de cada revisão tarifária, como o modelo apresentado no Capítulo 2. Cada NT contém a tabela que traz o resumo da Base de Remuneração Regulatória aprovada com valores a VNR. Essa tabela foi refeita para cada empresa com valores a CH e CHC para fins de comparação, sendo nessa tabela calculadas as seguintes variáveis: Ativo Imobilizado em Serviço (AIS); Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRb); Quota de Remuneração Regulatória (QRR); Remuneração do Capital (RC); Valor Base da Remuneração (VBR); e Valor de Mercado em Uso (VMU). Em virtude das alterações ocorridas na mensuração da RC e da QRR, quando calculados pelo CHC, o valor da Parcela B é alterado e um novo IRT é calculado, não tendo sido alterados os demais componentes do IRT, como a Parcela A, outras receitas, em virtude de não terem relação direta com o AIS, bem como com a receita verificada, todos publicados nas notas técnicas.

Tendo em vista que apenas a atualização monetária não responde totalmente à questão de pesquisa, pois, como exposto na análise de resultados, a escolha do método de mensuração por si só não estabelece o preço justo para o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor, o retorno adequado dos investimentos às concessionárias e, ao governo, a garantia da continuidade e qualidade dos serviços prestados. Para tanto, então, é primordial estabelecer que medida pode representar o justo valor para o consumidor e para o investidor.

Para o consumidor, entende-se que é a menor tarifa e, para o investidor, o maior retorno.

Assim, entende-se que as variáveis principais para a análise são:

- (i) Índice de reposicionamento tarifário (IRT), sendo, quanto menor o índice, menor a tarifa, ou seja, representa o consumidor;

- (ii) Retorno sobre o patrimônio líquido (ROE), que se constitui em uma das principais medidas de rentabilidade e relaciona o investimento realizado com o ganho dos sócios, ou seja, representa o investidor;
- (iii) A manutenção do capital físico, que será representado pelo Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

Com os dados coletados, também foi possível analisar outras variáveis:

- (i) Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRb), que é o montante do AIS subtraído das operações especiais, dos bens totalmente depreciados e do índice de aproveitamento integral;
- (ii) Valor de Mercado em Uso (VMU), que é calculado pelo AIS subtraído da depreciação acumulada;
- (iii) Valor Base da Remuneração (VBR), que representa o VMU subtraído do índice de aproveitamento depreciado;
- (iv) Quota de Remuneração Regulatória (QRR), que é o produto da BRRb e a taxa de depreciação;
- (v) Remuneração do Capital (RC), que é o produto entre a base de remuneração regulatória líquida e o *WACC* antes do cálculo dos impostos.

Para cada variável, é realizada a comparação com os métodos de mensuração VNR e CHC (este último, por dois índices de inflação: IPCA e IGP-M).

A seguir, descreve-se o tratamento estatístico da amostra.

5.1.2 Tratamento Estatístico

A estatística é uma ferramenta de apoio que auxilia na análise e interpretação dos dados da amostra estudada. Em alguns casos, as conclusões podem ser extrapoladas para a população inteira. No caso deste estudo, a amostra é composta de 44 empresas, do 2º CRTP, e 41 empresas, do 3º CRTP, sendo a população composta das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica que, hoje, chegam a 63. Como já citado, a amostra é representativa, pois, representa mais de 90% das unidades consumidoras do país.

Após a formação da base de dados, foram calculadas as seguintes estatísticas descritivas: (a) média; (b) mediana; (c) desvio-padrão; (d) assimetria; e (e) curtose. Segundo Fávero, Belfiore, Silva e Chan (2009, p.51), a estatística descritiva permite uma melhor compreensão do comportamento dos dados, identificando tendências, variabilidade e valores atípicos (*outliers*). E em seguida foi realizado o teste de comparação de médias.

Para definir o teste a ser aplicado, realizou-se o teste de normalidade dos dados Kolmogorov-Smirnov (K-S), que é aquele indicado para o tamanho da amostra utilizada. Se a distribuição for normal ao nível de significância acima de 5% ($p > 0,05$), será utilizado o teste paramétrico *t* de *Student*; caso contrário ($p < 0,05$), o teste a ser utilizado é o de Wilcoxon, que é um teste não paramétrico.

O resultado que será detalhado adiante mostrou que não há normalidade dos dados, por isso foi utilizado o teste de Wilcoxon para os dados do 2º CRTP. Para o 3º CRTP, a variável IRT apresentou normalidade dos dados, sendo aplicado para essa variável o teste *t* de *Student*, e para as demais variáveis que não apresentaram normalidade dos dados, foi aplicado o teste de Wilcoxon. Segundo Fávero et al. (2009), o teste de Wilcoxon é uma alternativa ao teste *t* de *Student* para comparar duas técnicas populacionais a partir de amostras emparelhadas e quando as variáveis não apresentarem distribuição normal. O teste de Wilcoxon, também denominado teste de sinais por postos, tem por objetivo principal verificar a direção e a intensidade das diferenças de duas amostras relacionadas.

No caso deste estudo, o objetivo é investigar se há diferenças significativas entre os métodos do VNR e CHC para cada variável.

Para tanto, adotou-se o seguinte procedimento:

- (i) A hipótese nula H_0 aponta não haver diferença nas variáveis entre os modelos de mensuração VNR e CHC.
- (ii) A hipótese alternativa H_1 aponta haver diferença nas variáveis entre os modelos de mensuração VNR e CHC.
- (iii) Nível de significância de 5%.

Os testes foram realizados com todas as variáveis pelos dois métodos de mensuração e para os dois ciclos de RTP.

Além da análise conjunta envolvendo todas as empresas que compõem a amostra estudada, buscou-se o agrupamento dessas em conglomerados, de acordo com as suas características comuns, visando a identificar se haveria diferenças estatisticamente significativas entre as variáveis analisadas para os conglomerados formados.

Para essa etapa, optou-se pela técnica de análise de conglomerados (clusters). Segundo Pohlmann (2007, p. 325), a análise de conglomerados tem por objetivo reunir objetos conforme as características dos mesmos. Assim, foi escolhida a técnica de análise de conglomerados hierárquica.

Visando a identificar os conglomerados a serem formados, optou-se pela análise gráfica do dendrograma. O número de conglomerados foi identificado, considerando-se a distância entre os grupos demonstrados no respectivo gráfico.

Após a identificação do número de conglomerados, foi realizada a análise de clusters k-means, com o objetivo de verificar a capacidade de discriminação das variáveis, bem como a adequabilidade do número de conglomerados sugerido pela análise do dendrograma.

As variáveis que apresentaram baixo poder discriminante foram retiradas do procedimento de análise de conglomerados, para evitar que causassem um forte viés na identificação da formação dos grupos, tendo sido utilizado como referência o resultado do teste F da análise de variância (ANOVA).

Depois da identificação das empresas que comporiam os grupos identificados na análise de conglomerados, foram realizados os testes para comparação entre os métodos VNR e CHC, em cada variável, seguindo-se os mesmos procedimentos utilizados na análise conjunta.

Em todos os procedimentos realizados, as duas revisões tarifárias foram analisadas separadamente.

5.2 Apresentação e Discussão dos Resultados Encontrados do 2º CRTP

Os resultados encontrados no 2º CRTP são apresentados nas próximas três subseções. Em primeiro lugar, é realizada uma abordagem analítica dos dados atualizados pelo IPCA, seguida da análise estatística. E a terceira subseção é destinada a expor os resultados sintéticos após a atualização pelo IGP-M.

5.2.1 Abordagem Analítica do 2º CRTP - IPCA

Como citado, esta subseção é destinada a expor os resultados analíticos após a aplicação do modelo de atualização monetária pelo IPCA e dos demais procedimentos detalhados anteriormente.

A Tabela 28 apresenta o modelo da BRR da AES SUL, referente à segunda revisão tarifária. Esse modelo foi adotado para cada empresa, no qual consta o nº da NT utilizada para a coleta de dados e das demonstrações contábeis societárias, para fins de comparação com o VNR.

Tabela 28 - Base de Remuneração Regulatória – AES SUL – 2º CRTP - IPCA

Nota Técnica nº 108/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
AES SUL	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.185.710	2.659.949	1.508.251
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.751	4.565	2.588
(3) Obrigações Especiais Bruta	103.944	126.497	71.727
(4) Bens Totalmente Depreciados	157.423	191.579	108.630
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.920.592	2.337.308	1.325.306
(6) Depreciação Acumulada	1.217.649	1.481.845	840.240
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	968.061	1.178.104	668.011
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.751	4.565	2.588
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	964.310	1.173.539	665.423
(10) Almoxarifado em Operação	742	742	742
(11) Ativo Diferido	45	45	45
(12) Terrenos e Servidões	22.073	22.073	22.073
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	883.226 ✓	1.069.902 ✓	616.556
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	13.355	13.355	13.355
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.066	1.066	1.066
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	12.289 ✓	12.289 ✓	12.289
(17) Taxa de Depreciação	4,47%	4,47%	4,47%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	85.850	104.478	59.241
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	132.126	160.269	91.924

Fonte: Dados da Pesquisa

É importante destacar, mais uma vez, que o laudo de avaliação dos ativos é realizado seis meses antes da data de revisão de cada distribuidora. A data de revisão da AES SUL, na segunda revisão tarifária, foi em 19 de abril de 2008, portanto, o laudo foi realizado em novembro de 2007. Assim, a demonstração contábil anual utilizada, para fins de comparação, foi a de 31 de dezembro de 2007. Na Tabela 28, constam o AIS mensurado com base no VNR (constante da NT), o AIS mensurado com base no CHC e o AIS constante nas notas explicativas, pois, no balanço patrimonial, é contabilizado somente o AIS líquido, ou seja, subtraído da depreciação acumulada. A partir da determinação do AIS pelos métodos de mensuração, os demais componentes da BRR são calculados proporcionalmente, tendo como

base o VNR, com exceção do Almoarifado, do Ativo Diferido, de Terrenos e Servidão e da Reserva Global de Reversão, porque os valores são repetidos nos demais métodos, por não haver correlação direta com o cálculo do AIS. É importante enfatizar, novamente, que a Reserva Global de Reversão – RGR foi extinta em 2013 e não constará na BRR do próximo ciclo, que terá início em 2015. Com exceção da variável IRT e ROE, as demais variáveis são extraídas dessa tabela. Portanto, foram confeccionadas as tabelas da BRR para as 44 empresas (ver Apêndice C)⁷⁰.

Tendo em vista que somente o cálculo da BRR não é suficiente para atingir os objetivos desta pesquisa, o próximo passo foi calcular o índice de reposicionamento tarifário com base no CHC. O IRT é calculado em todas as revisões e divulgado nas notas técnicas de cada empresa. Para fins de ilustração, a Tabela 29 apresenta resumidamente o resultado da AES SUL com base em VNR e em CHC. O que é alterado para o cálculo com base no CHC é somente a Remuneração do Capital - RC e a Quota de Remuneração Regulatória – QRR, pois as demais variáveis independem do método de mensuração de ativos empregado.

Tabela 29 - Índice de Reposicionamento Tarifário AES SUL – 2º CRTP

AES SUL - IPCA (Milhares R\$)	VNR	CHC
PARCELA A	1.142.251	1.142.251
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	215.495	215.495
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	12.291	12.291
REMUNERAÇÃO	132.126	160.269
QRR	85.850	104.478
TOTAL PARCELA B	445.762	492.533
OUTRAS RECEITAS	11.060	11.060
Receita Requerida Líquida	1.576.953	1.623.724
Receita Verificada	1.621.296	1.621.296
Reposicionamento Tarifário	-2,74%	0,15%

Fonte: Dados da Pesquisa

O IRT da AES SUL, na segunda revisão tarifária, foi de 2,74% negativo (-2,74%), ou seja, a receita verificada na distribuidora é maior que a receita requerida. Nesse caso, haverá uma redução nas tarifas, devido ao modelo de regulação por incentivos adotado atualmente pela ANEEL, que permite a repartição de ganhos com eficiência, como já explanado nos

⁷⁰ No Apêndice C, são encontradas as Tabelas do 2º CRTP – IPCA. As demais, 2º CRTP – IGP-M; 3º CRTP – IPCA e 3º CRTP – IGP-M, não foram anexadas a este estudo em virtude de serem muito extensas. As mesmas se encontram disponíveis para consulta com a autora.

capítulos anteriores. Nesse exemplo, o IRT com base no CHC foi maior, o que ocasionaria o aumento da tarifa. As Tabelas com as demais empresas estão no Apêndice D⁷¹.

Com os dados apurados da BRR, foi calculada, em primeiro lugar, a diferença percentual existente entre os valores encontrados pelos três métodos de mensuração, com base na demonstração anual utilizada para a segunda revisão tarifária e na respectiva NT, que traz os resultados definitivos, como já explicado anteriormente.

Essas diferenças foram calculadas com a divisão dos valores do VNR pelos valores corrigidos (CHC); VNR/CH e CHC/CH. Enquanto o AIS da AES SUL, por exemplo, com base no VNR, é R\$ 2.185.710 e, com base em valores corrigidos (CHC), é R\$ 2.659.949, o AIS com base no VNR corresponde a 82,17% do valor encontrado com base no CHC. Os resultados das 44 empresas podem ser visualizados na Tabela 30.

Como pode ser observado, os valores são bem diversos. Analisando as diferenças entre o VNR/CHC para a variável AIS, o resultado mais próximo entre os dois métodos é encontrado na CELESC, em que o AIS com base no VNR é maior em 1%, e na Energisa Borborema, em que é menor em 1%. Esse resultado demonstra que os ativos a VNR dessas empresas estão bem próximos da inflação do período. A CEMIG e a CEEE-D tiveram o maior percentual do VNR/CHC, 64% maior que o AIS com base no CHC, demonstrando que os ativos podem estar superestimados. Já a CELPA apresentou o menor percentual, 24% menor que o CHC, portanto, subestimado.

De modo geral, as mensurações com base no VNR foram menores do que as com base no CHC em 36% das empresas (16). Como demonstrado na revisão conceitual, um valor com base no VNR menor que um valor com base no CHC beneficia o consumidor com tarifas mais baixas, entretanto o investidor não recupera o seu investimento. As 16 concessionárias conseguirão repor seus ativos ao final da vida útil. Entretanto, por não haver recuperação do capital, poderá haver resistência do investidor em realizar investimentos futuros, estando os investidores de 16 empresas sendo remunerados abaixo da inflação. Em se tratando de um serviço essencial à sociedade, é obrigação do regulador zelar pela qualidade e continuidade da prestação de serviço de energia elétrica.

⁷¹ Idem nota de rodapé anterior.

Tabela 30 - Ativo Imobilizado em Serviço – AIS – 2º CRTP – IPCA

AIS - IPCA	VNR/CHC	VNR/CH	CHC/CH
AES SUL	82%	145%	176%
AMPLA	86%	133%	154%
BANDEIRANTE	86%	152%	176%
BRAGANTINA	102%	139%	136%
CAIUÁ-D	125%	184%	147%
CEEE-D	164%	175%	107%
CELESC	101%	179%	177%
CELG-D	108%	184%	170%
CELPA	76%	146%	191%
CELPE	92%	153%	165%
CELTINS	128%	182%	142%
CEMAR	98%	155%	159%
CEMAT	80%	133%	166%
CEMIG-D	164%	180%	110%
CFLO	142%	151%	106%
CHESP	142%	164%	116%
CNEE	130%	186%	170%
COCEL	109%	165%	151%
COELBA	106%	174%	164%
COELCE	81%	126%	155%
COPEL-D	135%	209%	154%
COSERN	110%	187%	169%
CPFL PAULISTA	96%	182%	191%
CPFL PIRATININGA	111%	159%	143%
CPFL SANTA CRUZ	126%	134%	107%
EDEVP	150%	166%	111%
EFLSM	160%	178%	111%
ELEKTRO	106%	188%	178%
ELETROACRE	120%	152%	126%
ELETROBRAS - ALAGOAS	124%	168%	136%
ELETROBRÁS PIAUÍ (CEPISA)	132%	181%	137%
ELETROBRÁS RONDÔNIA (CERON)	106%	148%	139%
ELETROBRÁS - RORAIMA	88%	124%	142%
ELETROCAR	133%	148%	112%
ELETROPAULO	85%	169%	199%
ENERGISA BO	99%	152%	154%
ENERGISA MG	95%	181%	191%
ENERGISA NF	120%	184%	154%
ENERGISA PARAÍBA	111%	160%	144%
ENERGISA SE	106%	153%	145%
ENERSUL	77%	126%	163%
ESCELSA	91%	165%	181%
LIGHT SESA	91%	166%	183%
RGE	120%	244%	204%
Média	111%	164%	153%
Desvio Padrão	24%	24%	27%
Variância	0,06	0,05	0,07

VNR – Valor Novo de Reposição; CHC – Custo Histórico**Corrigido; CH – Custo Histórico****Fonte: Dados da Pesquisa**

E, nas demais empresas (28), o VNR foi maior que o CHC. Nesse caso, quando um valor com base no VNR é maior que um com base no CHC, o prejudicado é o consumidor, que está remunerando o investidor acima do que ele investiu anteriormente. Isso significa que esse investidor está financiando um ativo que ainda será construído e não o ativo que está sendo utilizado. Aqui cabe revisitar a afirmativa formulada no Capítulo 2: o VNR faz com que os consumidores atuais estejam arcando com os custos de um bem que será adquirido futuramente (interesse dos futuros consumidores) e não pela prestação de serviços já realizada.

Em média, o AIS com base no VNR esteve 11% maior que o com base no CHC, ou seja, há indícios que, em média, o investidor está recebendo valores acima da inflação, e os consumidores desembolsando mais do que o necessário. Pelo exposto, percebe-se que a metodologia atualmente utilizada, quando comparada à metodologia do custo histórico corrigido, nesse caso, pelo IPCA, não conduz ao justo valor para o equilíbrio entre a modicidade tarifária para o consumidor e o retorno adequado dos investimentos às concessionárias. Ressalta-se mais uma vez que o VNR é mais subjetivo e de difícil comprovação, e o CHC é de fácil utilização, auditável e menos dispendioso para sua implantação. Todavia, ainda é prematura essa afirmação, pois há as demais variáveis a serem analisadas, bem como os testes estatísticos que irão auxiliar na conclusão.

Também foram realizadas as proporções entre o VNR e CH e o CHC e CH. Em todas as empresas, os valores com base no VNR e no CHC foram maiores do que os valores com base no CH, o que era de se esperar, devido à fragilidade do método. Na média, o AIS com base nos dois métodos são maiores que aquele com base no CH, em mais de 50%, ou seja, os ativos a CH estão subestimados, o que comprova, mais uma vez, a importância da atualização monetária das demonstrações contábeis. De 1996 a 2014, o IPCA acumulado é de 226,22%.

A Tabela 31, abaixo, evidencia o IRT de toda a amostra. O resultado coincide com o da tabela anterior, em que é comparado o AIS com base no VNR e no CHC. Esse resultado já era esperado, haja vista que a remuneração de capital e a quota de reintegração regulatória dependem diretamente do valor do AIS. No caso do IRT, quanto menor o percentual, menor a tarifa. Destaca-se que, na segunda revisão tarifária, das 44 empresas, somente seis tiveram aumento de tarifas, ou seja, o IRT foi positivo (Ampla, Bragantina, Energisa BO, Energisa NF, Escelsa e Light). Nas demais, o IRT foi negativo, provocando uma queda nas tarifas em virtude da metodologia atualmente utilizada, ou seja, valor novo de reposição.

Tabela 31 - Resultado do IRT a VNR e CHC – 2º CRTP – IPCA

IRT - IPCA	VNR	CHC
AES SUL	-2,74%	0,15%
AMPLA	1,83%	5,55%
BANDEIRANTE	-9,79%	-7,73%
BRAGANTINA	2,19%	1,90%
CAIUÁ	-8,05%	-9,88%
CEEE-D	-0,39%	-6,84%
CELESC	-9,16%	-9,28%
CELG-D	-9,56%	-10,41%
CELPA	-8,38%	-3,89%
CELPE	-6,16%	-4,81%
CELTINS	-7,24%	-10,59%
CEMAR	-11,03%	-10,48%
CEMAT	-5,91%	-1,80%
CEMIG-D	-19,68%	-26,11%
CFLO	-6,60%	-8,55%
CHESP	-10,25%	-15,39%
CNEE	-9,90%	-11,69%
COCEL	-11,74%	-12,48%
COELBA	-13,75%	-14,81%
COELCE	-8,89%	-5,11%
COPEL-D	-7,49%	-10,90%
COSERN	-8,04%	-9,57%
CPFL PAULISTA	-14,07%	-13,55%
CPFL PIRATININGA	-13,50%	-14,50%
CPFL SANTA CRUZ	-17,05%	-19,08%
EDEVP	-4,77%	-7,82%
EFLSM	-14,82%	-19,83%
ELEKTRO	-20,52%	-21,35%
ELETROACRE	-6,94%	-9,84%
ELETROBRAS - ALAGOAS	-17,71%	-20,18%
ELETROBRÁS PIAUÍ (CEPISA)	-10,33%	-13,29%
ELETROBRÁS RONDÔNIA (CERON)	-19,66%	-20,28%
ELETROBRÁS- RORAIMA	-20,05%	-18,34%
ELETROCAR	-2,67%	-3,92%
ELETROPAULO	-8,07%	-5,53%
ENERGISA BO	6,05%	6,19%
ENERGISA MG	-7,40%	-6,72%
ENERGISA NF	11,04%	7,66%
ENERGISA PB	-14,73%	-16,02%
ENERGISA SE	-14,49%	-15,33%
ENERSUL	-7,76%	-1,93%
ESCELSA	4,41%	6,10%
LIGHT SESA	2,06%	4,12%
RGE	-8,11%	-10,19%

Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando a Tabela 31, percebe-se que sete empresas apresentaram o IRT positivo, com base no CHC. O resultado é o mesmo, comparando-se com o resultado quando da utilização do método do VNR, acrescentando-se somente a AES SUL, em que o IRT com

base no CHC foi de 0,15% positivo. O maior reajuste da segunda revisão tarifária foi o da Energisa NF, 11,04%, e o menor foi o da ELEKTRO, 20,52% negativo (-20,52%). Se fosse adotada a metodologia do CHC, a Energisa NF também apresentaria o maior reajuste, só que em percentual menor, 7,66%, e a CEMIG-D, a maior queda de tarifa, de 26,11% (-26,11%). As 16 empresas que apresentaram um AIS menor com base no VNR também tiveram menor tarifa em relação ao CHC. E as demais, 28 delas, tiveram o IRT com base no VNR maior do que o calculado com base no CHC, proporcionando o método do CHC tarifas mais baixas em 64% das empresas. Pode-se inferir que, quando o AIS com base no VNR é menor que o calculado com base no CHC, a tarifa também será menor. E o inverso também é verdadeiro, ou seja, AIS com base no VNR maior que o com base no CHC, a tarifa também será maior, entretanto, em percentual, não é proporcional. A CEMIG-D, por exemplo, que apresentou um AIS - VNR com percentual de 64% maior, teve uma queda de tarifa de aproximadamente 33%, ou seja, o IRT com base no CHC foi de 26,11% negativo e, com base no VNR, 19,68%, também o IRT foi negativo. Na CELPA, que apresentou o menor AIS com base no VNR, 24% em relação àquele com base no CHC, quanto ao cálculo do IRT, houve uma queda de 8,38% e, quando mensurado com base no CHC, uma queda de 3,89%, ou seja, a diferença entre os dois métodos é de mais de 115%, nesse caso.

Outro ponto importante é que o AIS não determina se o IRT será negativo ou positivo. O que se depreende é que, dependendo do valor do AIS mensurado por meio de cada método, haverá maior ou menor tarifa, mas não se o índice de reajuste vai ser positivo ou negativo. Isso depende de outras variáveis, como a Parcela A (que não é gerenciável) e o montante da empresa referência, entre outros.

Em média, as tarifas a CHC foram menores que as calculadas pelo VNR, -9,01% e -8,41%, respectivamente, ou seja, na segunda revisão tarifária, se fosse utilizado o método do CHC, as tarifas seriam, em média, menores em 0,60% que as autorizadas a VNR, na amostra estudada, o que representa uma diferença de 7,17%.

Quanto à variável ROE, e como explanado na metodologia, na impossibilidade de se calcular o ROE a VNR, pois não se tem acesso às demonstrações contábeis regulatórias de 1996 a 2009, foi utilizado o ROE a CH como parâmetro, tendo em vista que as receitas registradas na contabilidade societária são aquelas recebidas com as tarifas calculadas a VNR. Como demonstrado no Capítulo 4, o lucro médio regulatório, em 2013, foi maior em 2% em relação ao societário, e o patrimônio líquido médio foi maior em 9%, portanto, o retorno regulatório está bem próximo ao societário (CH).

A Eletrobrás Piauí foi retirada somente dessa análise, tendo em vista que a empresa apresentou um patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) e prejuízo. A Tabela 32 traz os resultados.

Como pode ser visto, cinco empresas (Enersul, Eletrobrás Alagoas, Eletrobrás Roraima, Eletrobrás Rondônia e Celg-D) apresentaram ROE nominal negativo, tendo em vista que, no ano da revisão, apresentaram prejuízo, mas, em trinta e oito empresas, o ROE nominal foi positivo.

Com a atualização monetária, nas cinco empresas com ROE nominal negativo, o ROE efetivo permaneceu negativo, mas em percentuais diferenciados. A diferença do ROE efetivo da Enersul foi de 13,95%, passando de negativo em 6,31% (-6,31%) para negativo em 7,19%. Já nas demais, o ROE efetivo diminuiu, apesar de continuar negativo. A Celg-D, por exemplo, foi a que apresentou a maior diferença, passando de um ROE nominal negativo de 120,81% (-120,81%) para -29,52%, uma diferença de 75,56%.

O maior ROE nominal encontrado foi na CPFL Piratininga, 84,23%, e, quando corrigido pelo IPCA, o ROE passa a ser de 55,38%, uma queda na rentabilidade quando descontada a inflação do período. O menor foi na Eletroacre, 0,08%, e, quando atualizado, ele passa a ser negativo em 2,60% (-2,60%). Nas empresas em que o ROE nominal foi positivo, esse, quando atualizado, passa a ser menor, com exceção do que ocorreu na CAIUÁ e CEEE-D. A menor diferença foi na Eletrocar, com uma queda de 6,25%, e a maior foi na Eletropaulo, uma queda de quase 80%. A AES SUL, que apresentou um ROE nominal de 5,06%, quando atualizado, passa a ser negativo em 1,97% (-1,97%). Em média, o ROE nominal foi de 12,37%, e o ROE efetivo, de 9,38%.

Tabela 32 - ROE a VNR e CHC – 2º CRTP – IPCA

ROE - IPCA	VNR	CHC
AES SUL	5,06%	-1,97%
AMPLA	16,95%	10,41%
BANDEIRANTE	16,96%	7,40%
BRAGANTINA	4,10%	1,22%
CAIUÁ	0,28%	0,71%
CEEE-D	9,98%	34,56%
CELESC	24,04%	13,81%
CELG-D	-120,81%	-29,52%
CELPA	9,07%	2,55%
CELPE	32,91%	22,70%
CELTINS	5,04%	1,83%
CEMAR	22,00%	14,73%
CEMAT	9,76%	4,54%
CEMIG-D	17,06%	15,50%
CFLO	14,45%	12,68%
CHESP	17,61%	14,48%
CNEE	17,18%	13,13%
COCEL	16,92%	11,12%
COELBA	31,78%	20,13%
COELCE	27,66%	15,26%
COPEL-D	23,34%	15,13%
COSERN	29,21%	20,11%
CPFL PAULISTA	42,12%	27,72%
CPFL PIRATININGA	84,23%	55,38%
CPFL SANTA CRUZ	31,92%	29,64%
EDEVP	5,49%	4,38%
EFLSM	21,31%	18,67%
ELEKTRO	38,72%	23,74%
ELETROACRE	0,08%	-2,60%
ELETOBRAS - ALAGOAS	-16,82%	-14,29%
ELETOBRÁS RONDÔNIA (CERON)	-95,84%	-44,97%
ELETOBRÁS- RORAIMA	-33,74%	-26,05%
ELETROCAR	22,57%	21,16%
ELETROPAULO	30,04%	6,11%
ENERGISA BO	20,70%	14,15%
ENERGISA MG	6,81%	3,05%
ENERGISA NF	21,41%	12,15%
ENERGISA PB	16,16%	10,64%
ENERGISA SE	13,87%	7,43%
ENERSUL	-6,31%	-7,19%
ESCELSA	18,24%	8,23%
LIGHT SESA	64,59%	26,48%
RGE	16,00%	9,15%

Fonte: Dados da Pesquisa

Mais uma vez, fica demonstrada a importância da atualização monetária, pois o retorno nominal apresentado passa a ser inverídico, com taxas de retorno maiores do que efetivamente o são.

Vários fatores influenciam o resultado do período e o patrimônio líquido quando corrigidos (a maior, menor ou igual). O PL pode aumentar devido à atualização do imobilizado como, por exemplo, diminuição pela depreciação e despesas de juros. A estrutura patrimonial de cada empresa (proporção entre o capital próprio e de terceiros, tamanho do imobilizado em relação ao ativo total) também interfere diretamente no resultado e no patrimônio líquido, quando corrigidos.

Por isso, duas empresas que apresentam o mesmo lucro em determinado período, quando corrigidos, dependendo da estrutura patrimonial de cada uma, poderão apresentar resultados diferentes, podendo uma aumentar esse lucro e outra passar a ter prejuízo, por exemplo. Em seguida, as análises estatísticas são realizadas.

5.2.2 Análise Estatística do 2º CRTP - IPCA

Foram calculadas as estatísticas descritivas univariadas, com o objetivo de se analisar o comportamento de uma variável de cada vez, pelos dois métodos de mensuração: VNR e CHC.

São elas as estatísticas descritivas: (a) média; (b) mediana; (c) desvio-padrão; (d) assimetria; e (e) curtose. Na Tabela 33, são exibidos os resultados das estatísticas univariadas.

Tabela 33 - Estatísticas Univariadas – 2º CRTP – IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	2.867.465,09	1.690.225,00	3.743.004,77	2,211	5,386
	CHC	2.752.036,45	1.560.429,50	3.409.053,57	1,926	4,026
BRR	VNR	2.169.018,59	1.301.010,50	2.803.512,91	2,062	4,352
	CHC	2.105.669,94	1.263.098,81	2.680.266,64	2,125	5,457
IRT	VNR	-0,084	-0,087	0,071	0,535	0,420
	CHC	-0,090	-0,099	0,081	0,274	-0,281
QRR	VNR	96.694,02	56.859,26	125.692,28	2,104	4,700
	CHC	93.554,96	56.542,00	118.014,83	2,022	4,794
RC	VNR	156.219,90	104.559,25	189.115,32	1,777	2,887
	CHC	155.423,32	96.211,52	193.982,03	2,016	4,559
ROE	VNR	0,173	0,170	0,459	1,355	11,775
	CHC	-0,204	0,109	1,983	-6,560	43,330
VBR	VNR	1.415.091,27	882.897,00	1.758.739,79	2,234	6,190
	CHC	1.366.061,27	782.274,60	1.585.252,60	1,594	2,207
VMU	VNR	1.436.575,86	887.309,50	1.784.843,36	2,194	5,847
	CHC	1.386.324,27	796.171,38	1.614.462,18	1,614	2,298

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com as estatísticas univariadas, verificou-se que:

- Pelos métodos de mensuração, VNR e CHC, a variável IRT apresentou assimetrias próximas a zero, indicando que essa variável possui distribuição simétrica;
- Pelo método do CHC, a variável ROE apresentou assimetria negativa e superior a um, indicando uma maior concentração de valores acima da média, -0,204;
- Nas demais variáveis, por ambos os métodos, houve a identificação de valores de assimetria positivos e superiores a 1, indicando uma maior concentração de valores abaixo da média;
- Em relação à variável IRT, por ambos os métodos, a mesma apresentou curtose inferior a três, o que representa que há concentração dos dados ao redor da média (-0,084 e -0,090, para os métodos VNR e CHC, respectivamente);
- A variável RC (pelo método VNR) e as variáveis VBR e VMU (pelo método CHC) também apresentaram curtoses inferiores a três;
- As demais variáveis, AIS, BRR, QRR, ROE (pelos dois métodos de mensuração), RC (CHC), VBR e VMU (VNR), apresentaram curtoses superiores a três, o que significa que essas variáveis possuem uma distribuição mais dispersa. As mais afetadas, em ordem decrescente, são: (a) ROE (CHC e VNR); (b) VBR (VNR); (c) VMU (VNR); (d) BRR (CHC); (e) AIS (VNR); (f) QRR (CHC e VNR); (g) RC (CHC); (h) BRR (VNR); (i) AIS (CHC);
- Com exceção da variável IRT, as demais variáveis, por ambos os métodos, apresentam desvio-padrão superior à média, o que implica em forte dispersão dos dados analisados.

O próximo passo foi em direção à aplicação do teste de médias para verificar as diferenças das variáveis quanto ao método de mensuração (VNR x CHC) para o ano em que ocorreu a segunda revisão tarifária, realizando-se uma análise conjunta das empresas.

Como já citado, para a definição do teste a ser realizado, deve-se verificar se as variáveis possuíam ou não distribuição normal. Para isso, devido ao tamanho da amostra, foi realizado o teste de Kolmogorov-Smirnov. Na Tabela 34, são apresentados os resultados dos testes.

Tabela 34 - Teste de Normalidade Kolmogorov-Smirnov – 2º CRTP - IPCA

Variável	Método	Estatística	Probabilidade
AIS	VNR	0,225	0,000
	CHC	0,212	0,000
BRR	VNR	0,236	0,000
	CHC	0,218	0,000
IRT	VNR	0,136	0,041
	CHC	0,081	0,200
QRR	VNR	0,237	0,000
	CHC	0,216	0,000
RC	VNR	0,207	0,000
	CHC	0,214	0,000
ROE	VNR	0,253	0,000
	CHC	0,436	0,000
VBR	VNR	0,213	0,000
	CHC	0,196	0,000
VMU	VNR	0,213	0,000
	CHC	0,197	0,000

Fonte: Dados da Pesquisa

Segundo os resultados dos testes de Kolmogorov-Smirnov, com exceção da variável IRT (CHC), há indícios de que as variáveis não possuem distribuição normal, visto que as probabilidades foram inferiores ao nível de significância de 5%.

Conforme foi explicado anteriormente, não possuindo as variáveis distribuição normal, foram aplicados testes não-paramétricos para avaliar a diferença ou não entre os referidos métodos para cada uma das variáveis. Os resultados desses testes são apresentados a seguir.

Tabela 35 - Resultados do teste Wilcoxon – 2º CRTP – IPCA

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,455	0,649
BRR	-0,420	0,674
IRT	-1,470	0,141
QRR	-0,420	0,674
RC	-0,420	0,674
ROE	-3,921	0,000
VBR	-0,478	0,632
VMU	-0,478	0,632

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com os resultados do teste de Wilcoxon (Tabela 35), com exceção da variável ROE, as variáveis calculadas com base no CHC e no VNR foram consideradas estatisticamente iguais. Com probabilidades superiores a 0,14, não foi rejeitada a hipótese nula de igualdade entre os dois métodos analisados nas demais variáveis. Isso quer dizer que não há diferenças significativas nas variáveis quando aplicados os métodos de mensuração

VNR e CHC. Cabe ressaltar que, em todas as variáveis, com exceção do ROE, segundo a análise analítica, os valores com base no CHC foram menores do que os com base no VNR em 64% das empresas, contribuindo a grande dispersão existente entre as empresas analisadas para que não haja diferenças estaticamente significativas entre tais variáveis.

Todavia, em relação à variável ROE, com uma probabilidade inferior a 0,001, os métodos CHC e VNR foram considerados estatisticamente diferentes, ou seja, rejeita-se a hipótese nula de igualdade. De acordo com o resultado do teste de Wilcoxon, os valores do método CHC são inferiores, em média, do que os valores do VNR. A Tabela 36 ilustra esse fato, apresentando 86% das empresas da amostra o ROE com base no CHC menor do que os encontrados nas demonstrações contábeis societárias. Esse resultado vem ratificar as inferências anteriores de que a rentabilidade das empresas pode estar superestimada.

Tabela 36 - Resultado dos Postos do Teste de Wilcoxon da Variável ROE – 2º CRTP – IPCA

Variável ROE	Empresas
CHC<VNR	38
CHC>VNR	6
CHC=VNR	0
Total	44

Fonte: Dados da Pesquisa

Como já exposto, devido à forte dispersão dos dados, conforme demonstrado na análise das estatísticas univariadas, buscou-se o agrupamento das empresas em análise de conglomerados, que tem por objetivo principal reunir as empresas semelhantes em um mesmo grupo.

Para analisar a formação dos conglomerados, foi utilizada a análise de clusters (conglomerados) hierárquica, que é a técnica apropriada ao tamanho da amostra, sendo a quantidade de conglomerados definida por intermédio da análise do dendrograma (Figura 21), que é uma síntese gráfica em que não é necessária a determinação prévia da quantidade de grupos.

Figura 21 - Dendrograma – Análise de Clusters Hierárquica – 2º CRTP – IPCA

Fonte: Dados da Pesquisa

Pode-se notar, claramente, que, segundo o dendrograma, houve a formação de dois conglomerados. O primeiro, formado por seis empresas: (a) Coelba, (b) CPFL Paulista, (c) Copel-D, (d) Light-SESA, (e) Cemig-D e (f) Eletropaulo. O segundo, formado pelas demais empresas, em um número de 38, não apresentando *outliers* (no caso da análise de conglomerados, seria representado pelo indivíduo que formasse um agrupamento contendo apenas ele mesmo).

Para validar a formação dos conglomerados, passou-se à análise de clusters k-means para verificar a capacidade de discriminação de cada uma das variáveis utilizadas quanto aos dois métodos de mensuração.

Tabela 37 - Resultados da Análise de Variância – ANOVA – 2º CRTP – IPCA

Variáveis	Método	Estatística	Probabilidade
AIS	VNR	121,506	0,000
	CHC	101,716	0,000
BRR	VNR	106,543	0,000
	CHC	75,827	0,000
IRT	VNR	0,421	0,520
	CHC	0,472	0,496
QRR	VNR	104,715	0,000
	CHC	78,949	0,000
RC	VNR	67,861	0,000
	CHC	43,561	0,000
ROE	VNR	1,017	0,319
	CHC	0,263	0,611
VBR	VNR	81,636	0,000
	CHC	69,895	0,000
VMU	VNR	86,313	0,000
	CHC	72,928	0,000

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com a Tabela 37, com exceção das variáveis IRT e ROE, as demais, por ambos os métodos, apresentaram capacidade discriminativa excelente. Após a exclusão das variáveis citadas anteriormente, verificou-se que a formação de dois conglomerados, de acordo com a análise do dendrograma, foi adequada, ressaltando-se que as variáveis IRT e ROE foram retiradas somente para confirmar a formação dos conglomerados.

Depois dessa formação, apresentam-se as estatísticas univariadas dos dois conglomerados na Tabela 38.

Tabela 38 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	10.894.891,50	9.595.677,00	3.789.823,42	1,281	1,042
	CHC	9.887.134,17	9.225.453,00	3.190.965,38	1,156	1,029
BRR	VNR	8.075.966,50	7.388.984,50	2.838.822,37	0,557	-1,657
	CHC	7.454.906,48	6.580.224,75	3.049.683,00	1,271	1,211
IRT	VNR	-0,102	-0,109	0,075	0,638	0,689
	CHC	-0,111	-0,122	0,101	0,087	0,920
QRR	VNR	360.874,11	322.072,48	129.111,10	0,838	-0,808
	CHC	330.764,87	303.449,25	126.541,36	1,238	1,315
RC	VNR	525.996,39	544.748,17	199.020,45	-0,137	-2,811
	CHC	499.770,35	397.434,20	251.956,59	0,665	-1,445
ROE	VNR	0,348	0,309	0,168	1,225	1,623
	CHC	0,185	0,178	0,081	-0,390	-0,443
VBR	VNR	4.970.535,67	4.585.535,00	2.020.610,25	1,504	2,604
	CHC	4.483.085,59	4.675.764,30	1.459.274,94	-0,117	-1,443
VMU	VNR	5.078.467,67	4.695.918,00	1.989.373,46	1,447	2,449
	CHC	4.585.854,82	4.717.863,90	1.469.673,72	-0,015	-1,502

Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando-se as estatísticas univariadas do conglomerado 1, que contém as seis empresas já citadas acima, observa-se que:

- Nenhuma variável, pelos dois métodos de mensuração, apresentou curtose superior a três, em módulo, o que indica que os valores estão concentrados ao redor da média, ou seja, apresentam uma distribuição com baixa dispersão (resultado bem divergente da análise conjunta);
- Confirmando uma distribuição com baixa dispersão, nenhuma variável apresentou desvio-padrão superior à média;
- A variável RC - VNR e as variáveis ROE, VBR e VMU - CHC apresentaram assimetria negativa, isto é, há concentração de valores acima da média;
- No demais casos, as variáveis apresentaram assimetrias positivas.

Após a análise da estatística descritiva, fica clara a baixa dispersão dos dados no conglomerado 1, o que não aconteceu na análise conjunta das 44 empresas. Dessa forma, verifica-se que a segregação em conglomerados foi necessária para evitar que grupos com comportamentos heterogêneos afetem o comportamento das variáveis, induzindo a um viés na análise realizada. A análise dos conglomerados serve de confirmação do comportamento identificado na análise conjunta. Na continuação, passa-se à análise dos resultados dos testes de Wilcoxon de acordo com a Tabela 39.

Tabela 39 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IPCA

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,524	0,600
BRR	-0,314	0,753
IRT	-0,524	0,600
QRR	-0,314	0,753
RC	-0,314	0,753
ROE	-2,201	0,028
VBR	-0,314	0,753
VMU	-0,314	0,753

Fonte: Dados da Pesquisa

Para o primeiro conglomerado, apenas a variável ROE apresentou probabilidade inferior a 0,05 pelo teste de Wilcoxon, ou seja, há diferença estatisticamente significativa entre os métodos VNR e CHC, ocorrendo, de igual modo, na análise conjunta. As demais variáveis foram consideradas estatisticamente iguais, não sendo rejeitada a hipótese nula do teste de Wilcoxon.

Vale ressaltar que, das seis empresas que compõem esse conglomerado, entre todas as variáveis, com exceção do ROE, três apresentaram, segundo a análise analítica, valores com base no CHC menores do que os valores com base no VNR (Cemig-D; Coelba e Copel), e três (CPFL Paulista; Eletropaulo e Light SESA), o contrário. Quanto à variável ROE, todas as empresas apresentaram valores com base no CHC menor do que os com base no VNR.

A seguir, procede-se à análise do segundo conglomerado, que contém as 38 empresas.

Tabela 40 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	1.599.976,71	1.210.892,00	1.497.153,77	0,730	-0,568
	CHC	1.625.442,08	962.944,00	1.603.472,62	0,785	-0,495
BRR	VNR	1.236.342,61	764.354,50	1.222.138,87	0,892	-0,082
	CHC	1.261.053,64	632.828,03	1.311.153,02	0,994	0,312
IRT	VNR	-0,081	-0,082	0,071	0,551	0,580
	CHC	-0,087	-0,097	0,078	0,396	-0,374
QRR	VNR	54.981,37	34.270,78	54.803,00	0,945	0,032
	CHC	56.100,76	29.644,32	58.794,35	1,035	0,354
RC	VNR	97.834,14	52.548,35	102.652,16	1,313	2,006
	CHC	101.052,73	45.257,71	113.525,11	1,551	3,218
ROE	VNR	0,145	0,165	0,485	1,495	11,368
	CHC	-0,265	0,098	2,130	-6,100	37,455
VBR	VNR	853.705,32	646.577,50	818.185,62	0,967	0,443
	CHC	873.899,53	550.902,27	899.146,27	1,151	1,159
VMU	VNR	861.540,32	658.622,50	822.817,13	0,952	0,384
	CHC	881.135,23	558.160,68	902.834,94	1,136	1,101

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com as estatísticas univariadas do conglomerado 2 (Tabela 40), verificou-se que:

- A variável ROE, por ambos os métodos de mensuração, apresentou curtose superior a três, bem como a variável RC - CHC. Essas variáveis demonstraram possuir distribuição com grande dispersão dos dados;
- Ainda sobre a variável ROE, os desvios-padrão pelos dois métodos foram bastante superiores à média, confirmando a dispersão dos dados;
- A variável RC –VNR e as demais variáveis, pelos dois métodos, apresentaram curtoses inferiores a três, indicando concentração de dados ao redor da média das respectivas variáveis;
- Com exceção da variável ROE - CHC, as demais variáveis apresentaram assimetria positiva, indicando uma concentração de dados abaixo da média.

Portanto, em comparação com a análise conjunta, a dispersão dos dados das 38 empresas diminuiu bastante, com exceção da variável ROE, pelos dois métodos, e a variável

RC – CHC, que continuaram apresentando curtose superior a três. Quanto ao desvio-padrão, somente a variável ROE continuou apresentando dispersão dos dados, por qualquer um dos métodos, resultado bastante diverso da análise conjunta, em que somente a variável IRT apresentou desvio-padrão abaixo da média. Como na análise conjunta, a variável ROE – CHC continuou apresentando assimetria negativa e acima de 1, o que demonstra que os valores estão mais concentrados acima da média (-0,265).

Na sequência na Tabela 41, são apresentados os resultados do teste de Wilcoxon para as empresas do segundo conglomerado.

Tabela 41 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IPCA

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,558	0,577
BRR	-0,558	0,577
IRT	-1,414	0,157
QRR	-0,558	0,577
RC	-0,558	0,577
ROE	-3,343	0,001
VBR	-0,573	0,567
VMU	-0,573	0,567

Fonte: Dados da Pesquisa

Novamente, considerando-se os resultados do teste de Wilcoxon, verificou-se que somente a variável ROE apresentou probabilidade inferior a 0,05, ou seja, foi rejeitada a hipótese nula de que os métodos VNR e CHC são estatisticamente iguais e, ainda, que há diferenças significativas entre os métodos para a variável ROE. As demais variáveis, com probabilidade superior a 0,05, são consideradas estatisticamente iguais, não tendo sido rejeitada a hipótese nula.

Esse conglomerado é composto por 38 empresas, apresentando vinte e cinco delas (66%) valores com base no CHC inferiores aos com base no VNR para todas as variáveis, com exceção do ROE, com base na análise analítica. Analisando-se a variável ROE, esse número aumenta para trinta e duas empresas (84%), não havendo, portanto, alteração nos resultados gerais entre a análise conjunta (44 empresas) e por conglomerados (6 e 38).

5.2.3 Análises e Resultados Sintéticos da Atualização Monetária pelo IGP-M – 2º CRTP

Como já citado, os dados coletados também foram atualizados monetariamente pelo IGP-M, seguindo os mesmos procedimentos adotados quando da atualização do IPCA.

O valor acumulado do IGP-M ao longo do tempo, conforme já demonstrado, é maior que o IPCA. Este estudo defende a utilização do IPCA para os reajustes das tarifas de energia, por ser o índice oficial da inflação brasileira e, portanto, mais justo para ambas as partes. De 1996 a 2014, o IGP-M acumulado é de 350,46%, ou seja, mais de 50% superior em relação ao IPCA, salientando-se que, nos dois últimos anos, o IGP-M foi menor que o IPCA. Ainda, é importante ressaltar que somente os dados referentes ao CHC é que foram alterados.

Após todos os cálculos realizados, verificou-se que, nesse caso, a situação se inverte. De modo geral, os valores do AIS com base no VNR foram menores que os com base no CHC em 66% das empresas (29). Em média, o AIS com base no VNR esteve 4% menor do que o com base no CHC-IGP-M. Levando-se em consideração que o índice acumulado de 1996 a 2009 é quase 60% superior quando comparado ao IPCA acumulado no mesmo período, pode-se inferir que os ativos mensurados com base no VNR apresentam indícios de que podem estar superestimados, independentemente, do índice de inflação, o que contribui para tarifas mais altas, podendo evidenciar que esse não seja o justo valor a ser mensurado para os consumidores.

Vale ressaltar que, independentemente, do índice de inflação utilizado para atualização do AIS, em quinze empresas (34%), ou seja, em um pouco mais de 1/3 da amostra, o AIS com base no CHC atualizado por qualquer um dos dois índices é menor que o com base no VNR, sugerindo que os investidores estão sendo remunerados pelos investimentos acima da inflação (independentemente, do índice) e, por consequência, tarifas mais altas para os consumidores. Esse resultado vem de encontro ao argumento de que os ativos no futuro serão mais “baratos” devido à inovação tecnológica, por exemplo.

Em dezesseis empresas (36%), o valor com base no VNR é menor do que o com base no CHC atualizado por qualquer um dos índices de inflação. Nessas empresas, os investidores estão sendo prejudicados, pois estão recebendo aquém do que investiram, desestimulando a realização de novos empreendimentos. Nesse caso, um dos motivos pode ser a inovação tecnológica, ou, ainda, como discutido na revisão conceitual, a grande volatilidade das commodities que compõem a maioria dos insumos do setor, e também que, no momento do laudo de avaliação, os valores podem estar aquém do investido. No Figura 22, a seguir, são apresentadas as empresas, cujos resultados não se alteram, independentemente do índice de inflação.

Independente do índice de inflação utilizado	
AIS - VNR > CHC	AIS - VNR < CHC
CAIUÁ-D	AES SUL
CEEE-D	AMPLA
CELTINS	BANDEIRANTE
CEMIG-D	CELPA
CFLO	CELPE
CHESP	CEMAR
CNEE	CEMAT
COPEL-D	COELCE
CPFL SANTA CRUZ	CPFL PAULISTA
EDEVP	ELETROBRÁS - RR
EFLSM	ELETROPAULO
ELETROACRE	ENERGISA BO
ELETROBRÁS - AL	ENERGISA MG
ELETROBRÁS - PI	ENERSUL
ELETROCAR	ESCELSA
	LIGHT SESA

Figura 22 - Relação das empresas, cujos resultados não se alteram, independentemente, do índice de inflação 2º CRTP

Fonte: Dados da Pesquisa

No restante das empresas, treze (30%), o AIS com base no VNR, quando comparado com base no CHC – IPCA é maior do que quando atualizado pelo IGP-M. Em todas as treze empresas, quando da atualização pelo IGP-M, o resultado se inverte, passando o VNR a ser menor que o CHC, conforme exposto na Tabela 42.

Tabela 42 - Resultados Alterados em Virtude do Índice de Inflação Utilizado – 2º CRTP

Empresas	VNR < CHC - IGP-M	VNR > CHC - IPCA
BRAGANTINA	92%	102%
CELESC	79%	101%
CELG-D	84%	108%
COCEL	90%	109%
COELBA	85%	106%
COSERN	88%	110%
CPFL PIRATININGA	99%	111%
ELEKTRO	85%	106%
ELETROBRÁS - RO	94%	106%
ENERGISA NF	99%	120%
ENERGISA PARAÍBA	93%	111%
ENERGISA SE	89%	106%
RGE	84%	120%

Fonte: Dados da Pesquisa

Quanto ao IRT, as 29 empresas que apresentaram um AIS menor com base no VNR também tiveram menor tarifa em relação ao CHC. E, nas demais, 15 delas, o IRT com base no VNR foi maior do que o calculado a CHC. O método do CHC – IGP-M proporcionou tarifas

mais baixas em 34% das empresas, mas, pelo IPCA, o percentual foi bem maior em 64% das empresas.

Em média, as tarifas com base no CHC foram maiores que as calculadas pelo VNR, - 6,22% e -8,40%, respectivamente, ou seja, na segunda revisão tarifária, se fosse utilizado o método do CHC – IGP-M, as tarifas seriam em média maiores em 26% em relação às autorizadas com base no VNR, na amostra estudada. Portanto, tais evidências levam a resultados opostos: enquanto a atualização pelo IPCA proporciona tarifas mais baixas, pelo IGP-M apresentaram tarifas maiores. Pode-se dizer, mais uma vez, que o reajuste das tarifas pelo IGP-M parece ser inadequado.

Já a variável ROE apresentou o mesmo resultado quando atualizado pelo IPCA, mas, evidentemente, com percentuais diferentes. A média do ROE efetivo foi de 9,38% pelo IPCA, passando a 8,09% pelo IGP-M, ou seja, o retorno pelo IGP-M é menor, com desvios médios de 11,55%, para o IPCA e 10,71%, para o IGP-M. Mais uma vez, isso ocorre pela diferença de percentuais entre os índices.

Pode-se inferir, portanto, que as distribuidoras, em sua maioria, estão apresentando um retorno favorável, com exceção das empresas que evidenciaram um ROE negativo, tanto nominal quanto real. Destaca-se, porém, que, devido à não atualização das demonstrações contábeis, o retorno das empresas está superestimado, mas, mesmo assim, após os efeitos da inflação, grande parte continua com retorno positivo.

As estatísticas univariadas e os testes de normalidade para definir a técnica a ser utilizada foram praticamente iguais aos resultados quando da atualização do IPCA. Com esse resultado, também foi aplicado o teste de Wilcoxon, para avaliar a diferença ou não entre as variáveis para cada um dos métodos. Os resultados de tais testes são apresentados a seguir, na Tabela 43.

Tabela 43 - Resultados do teste Wilcoxon – 2º CRTP – IGP-M

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-2,941	0,003
BRR	-2,964	0,003
IRT	-2,567	0,010
QRR	-2,999	0,003
RC	-3,104	0,002
ROE	-3,910	0,000
VBR	-2,999	0,003
VMU	-2,976	0,003

Fonte: Dados da pesquisa

Segundo os resultados do teste de Wilcoxon, as variáveis calculadas por intermédio do CHC e do VNR foram consideradas estatisticamente diferentes. Com probabilidades inferiores a 0,05, foi rejeitada a hipótese nula de igualdade entre os dois métodos em todas as variáveis. Esses resultados são divergentes dos encontrados quando dos dados atualizados com o IPCA, em que somente a variável ROE foi considerada estatisticamente diferente. Isso se deve às diferenças percentuais entre os índices ao longo dos anos. Enquanto o IPCA mede a variação dos preços no comércio para o consumidor, o IGP-M reflete a variação de preços na economia, em geral. Como já comentado, esta tese defende a utilização do IPCA também para as tarifas de energia, por entender que é o consumidor que arca com os custos das concessionárias, e que esse é o índice oficial da inflação no Brasil.

De acordo com o teste de Wilcoxon, observou-se que:

- As variáveis AIS, BRR, IRT, QRR, RC, VBR e VMU, mensuradas de acordo com o modelo CHC, apresentaram em média, valores maiores do que os obtidos pelo modelo VNR;
- Apenas a variável ROE mensurada a partir do modelo CHC, em média, apresentou valor menor do que o obtido pelo modelo VNR.

Cabe ressaltar que todas as variáveis, com exceção do ROE, apresentaram valores com base no CHC maiores do que aqueles com base no VNR em 66% das empresas, com diferenças significativas na média. Em comparação com o resultado, após a atualização pelo IPCA, o resultado foi oposto, visto que 64% das empresas apresentaram valores com base no CHC menores do que aqueles com base no VNR, tendo sido os métodos, segundo o teste de comparação de média, estatisticamente iguais.

Já para a variável ROE, verificou-se resultado similar quando atualizado pelo IPCA, ou seja, 86% das empresas da amostra apresentaram o ROE com base no CHC menores do que os encontrados nas demonstrações contábeis societárias, ou seja, o retorno é aquém do que está sendo evidenciado pela contabilidade a custo histórico. Em outras palavras, a rentabilidade das empresas apresentadas nas informações financeiras não representa a realidade, tendo em vista que não foi descontada a inflação do período evidenciado.

Como realizado na atualização pelo IPCA, após a análise individual, buscou-se o agrupamento das empresas analisadas em conglomerados, visto que as mesmas continuaram apresentando forte dispersão dos dados. Os mesmos procedimentos foram adotados e os resultados foram os mesmos, ou seja, a formação de dois conglomerados com as mesmas

empresas quando da análise do IPCA. Na sequência, passa-se à análise dos resultados obtidos pelos testes de Wilcoxon para o primeiro conglomerado, conforme exposto na Tabela 44.

Tabela 44 - Resultados do teste de Wilcoxon – Conglomerado 1 – 2º CRTP – IGP-M

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,943	0,345
BRR	-0,943	0,345
IRT	-1,153	0,249
QRR	-0,943	0,345
RC	-1,153	0,249
ROE	-2,201	0,028
VBR	-0,734	0,463
VMU	-0,734	0,463

Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando-se os resultados do teste de Wilcoxon, verificou-se que somente a variável ROE apresentou probabilidade inferior a 0,05, ou seja, foi rejeitada a hipótese nula de que os valores com base no VNR e CHC são estatisticamente iguais.

Em sentido contrário ao que ocorreu na análise conjunta, pode ser observado que, para as empresas que compuseram o primeiro conglomerado, não houve diferença significativa, ao nível de 5%, entre os valores com base no VNR e CHC, para todas as variáveis, com exceção do ROE. O mesmo resultado foi encontrado quando da análise do IPCA para o conglomerado 1.

Uma justificativa para esse resultado pode ser em decorrência de esse conglomerado ser composto pelas maiores empresas do setor, se analisadas pelo tamanho do ativo imobilizado. Essas seis empresas possuem os maiores montantes no AIS, com valores entre 6 e 17 bilhões, em ambos os métodos.

A seguir, na Tabela 45, demonstram-se os resultados do teste de Wilcoxon em relação ao conglomerado 2, o qual é composto de 38 empresas.

Tabela 45 - Resultados do teste Wilcoxon – Conglomerado 2 – 2º CRTP – IGP-M

Variável	Estatística	Probabilidade
AIS	-2,864	0,004
BRR	-2,908	0,004
IRT	-2,284	0,022
QRR	-2,937	0,003
RC	-3,024	0,002
ROE	-3,328	0,001
VBR	-2,937	0,003
VMU	-2,908	0,004

Fonte: Dados da Pesquisa

De igual modo ao ocorrido na análise conjunta, nenhuma variável apresentou, pelo teste de Wilcoxon, probabilidade superior a 0,03, isto é, há diferença estatisticamente

significativa entre os métodos VNR e CHC. Treze empresas (34%) apresentaram valores com base no CHC menores do que os valores com base no VNR.

Um dos motivos para a divergência do resultado dos conglomerados 1 e 2, quando do índice atualizado pelo IGP-M, pode ser em virtude do porte das empresas que compõem o conglomerado 1, como já citado.

5.3 Apresentação e Discussão dos Resultados do 3º CRTP

Os resultados encontrados no 3º CRTP são apresentados nas próximas três subseções. Os procedimentos seguem os mesmos quando da análise do 2º CRTP. Em primeiro lugar, é realizada uma abordagem analítica dos dados atualizados pelo IPCA, seguida da análise estatística. E a terceira subseção é destinada a expor os resultados sintéticos após a atualização pelo IGP-M.

5.3.1 Abordagem Analítica do 3º CRTP - IPCA

Como realizado no 2º CRTP, esta seção é destinada a expor os resultados analíticos do terceiro ciclo após a aplicação do modelo de atualização monetária pelo IPCA e dos demais procedimentos já detalhados anteriormente.

Vale destacar que o 3º CRTP foi realizado entre 2011 e 2014, ou seja, após a convergência às normas internacionais de contabilidade – IFRS. Como demonstrado no capítulo 4, na contabilidade societária, o imobilizado passa a ser segregado em Ativos Financeiro e Intangível, permanecendo o imobilizado somente na contabilidade regulatória. Das 44 empresas que fazem parte da amostra do 2º CRTP, foram retiradas três (Caiuá-D; EDEVP e Eletrocar) por indisponibilidade de alguns dados.

Assim, essa é diferença em relação ao 2º CRTP. O Ativo Financeiro é atualizado na contabilidade societária pelo IGP-M e revisto trimestralmente, portanto, não foi atualizado pelo modelo. O ativo intangível foi atualizado monetariamente pelo IPCA e, no ano da revisão, o valor encontrado foi adicionado ao ativo financeiro para a comparação com o VNR,

o mesmo ocorrendo com o ativo intangível a CH. As diferenças percentuais existentes entre os valores encontrados pelos três métodos de mensuração estão expostas na Tabela 46.

Tabela 46 - Ativo Imobilizado em Serviço – AIS – 3º CRTP – IPCA

AIS (IPCA) - 3º CRTP	VNR/CHC	VNR/CH	CHC/CH
AES SUL	95%	195%	204%
AMPLA	80%	135%	169%
BANDEIRANTE	92%	185%	202%
BRAGANTINA	93%	134%	144%
CEEE-D	147%	185%	126%
CELESC	105%	216%	206%
CELG-D	107%	180%	168%
CELPA	66%	100%	152%
CELPE	83%	141%	169%
CELTINS	116%	173%	148%
CEMAR	91%	142%	156%
CEMAT	75%	119%	159%
CEMIG-D	169%	220%	130%
CFLO	140%	167%	119%
CHESP	100%	126%	126%
CNEE	92%	127%	138%
COCEL	87%	142%	163%
COELBA	120%	222%	185%
COELCE	89%	152%	169%
COPEL	127%	211%	166%
COSERN	121%	226%	187%
CPFL PIRATININGA	115%	172%	149%
CPFL PAULISTA	100%	206%	205%
CPFL SANTA CRUZ	114%	137%	120%
ELETROPAULO	83%	201%	241%
ELEKTRO	123%	266%	215%
ELETROACRE	109%	138%	126%
ELETROALAGOAS	118%	162%	137%
ELETROPIAUI	138%	186%	135%
ELETROBRÁS RONDONIA	86%	114%	133%
ELETROBRÁS RORAIMA	89%	122%	137%
ELFSM	141%	172%	122%
ENERGISA EBO	83%	133%	160%
ENERGISA MG	97%	202%	208%
ENERGISA NF	79%	128%	161%
ENERGISA PB	101%	156%	154%
ENERGISA SE	94%	151%	161%
ENERSUL	81%	157%	194%
ESCELSA	86%	163%	190%
LIGHT	85%	168%	197%
RGE	78%	136%	174%
Média	102%	165%	164%
Desvio Padrão	23%	37%	31%
Variância	0,05	0,14	0,09

VNR – Valor Novo de Reposição; CHC – Custo Histórico Corrigido; CH – Custo Histórico

Fonte: Dados da Pesquisa

Como pode ser observado, mais uma vez, os valores são bem diversos. Analisando as diferenças entre o VNR/CHC para a variável AIS, o resultado mais próximo entre os dois métodos é encontrado na Chesp e na CPFL Paulista, em que o AIS com base no VNR é maior em 0,31% e 0,41%, respectivamente. Por isso, na Tabela 46 essas duas empresas apresentam 100%, mas quando as casas decimais são analisadas o VNR é maior que o CHC.

A CEMIG e a CEEE-D tiveram o maior percentual do VNR/CHC, 69% e 47%, respectivamente, maior que o AIS com base no CHC, demonstrando que os ativos podem estar superestimados. Esse resultado é semelhante ao encontrado no 2º CRTP, estando a diferença no percentual, que foi de 64% nas duas empresas. A CELPA, como ocorreu no ciclo anterior, apresentou o menor percentual, 34% menor que o CHC. A diferença se deu no percentual que, no 2º CRTP foi 24%, portanto, está ainda mais subestimado.

De modo geral, as mensurações com base no VNR foram menores do que as com base no CHC em 22 empresas, já no 2º CRTP isso ocorreu em 16 empresas. O número de empresas pode ter aumentado devido ao ativo financeiro que é atualizado pelo IGP-M, diferentemente do que ocorria antes da convergência. Em média, o AIS com base no VNR esteve 2% maior que o com base no CHC. No ciclo anterior, a média foi de 11%. Ainda que a diferença percentual entre os métodos tenha sido menor, as empresas ainda continuam sendo prejudicadas e/ou favorecidas.

Também foram realizadas as proporções entre o VNR e CH e o CHC e CH. Os resultados são os iguais aos encontrados no 2º CRTP. Na média, o AIS com base nos dois métodos são maiores que aquele com base no CH, em mais de 50%.

A Tabela 47 evidencia o IRT de toda a amostra. Diferentemente, da segunda revisão tarifária, em que somente 14% tiveram aumento de tarifas, no 3º CRTP, das 41 empresas analisadas, 46% tiveram esse aumento, ou seja, o IRT foi positivo a VNR.

Tabela 47 - Resultado do IRT a VNR e CHC – 3º CRTP – IPCA

IRT (IPCA) - 3º CICLO	VNR	CHC
AES SUL	4,49%	5,12%
AMPLA	-3,49%	1,73%
BANDEIRANTE	-2,22%	-1,34%
BRAGANTINA	2,34%	2,84%
CEEE-D	2,95%	-0,39%
CELESC	3,99%	3,53%
CELG-D	1,32%	0,60%
CELPA	8,18%	15,21%
CELPE	1,61%	4,44%
CELTINS	-6,71%	-7,90%
CEMAR	-4,94%	-2,67%
CEMAT	-3,31%	1,78%
CEMIG-D	0,47%	-5,59%
CFLO	10,12%	8,78%
CHESP	2,58%	2,54%
CNEE	7,34%	7,95%
COCEL	1,11%	2,01%
COELBA	-5,91%	-8,78%
COELCE	-5,97%	-4,44%
COPEL-D	-0,11%	-2,04%
COSERN	4,11%	1,69%
CPFL PAULISTA	4,53%	4,48%
CPFL PIRATININGA	-4,45%	-5,56%
CPFL SANTA CRUZ	4,36%	3,39%
EFLSM	-0,86%	-4,68%
ELEKTRO	-2,61%	-4,87%
ELETROACRE	-5,88%	-7,02%
ELETROBRAS - ALAGOAS	-1,86%	-3,69%
ELETROBRÁS PIAUÍ (CEPISA)	-12,59%	-14,42%
ELETROBRÁS RONDÔNIA (CERON)	-14,89%	-13,69%
ELETROBRÁS- RORAIMA	-7,60%	-6,18%
ELETROPAULO	-5,76%	-4,06%
ENERGISA BO	-1,91%	-0,30%
ENERGISA MG	1,65%	1,94%
ENERGISA NF	-3,10%	0,00%
ENERGISA PB	-4,59%	-4,78%
ENERGISA SE	4,61%	5,58%
ENERSUL	-6,93%	-3,16%
ESCELSA	1,32%	3,80%
LIGHT SESA	2,46%	5,89%
RGE	-10,66%	-7,43%

Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando a Tabela 47, o maior reajuste do 3º CRTP foi o da CFLO, 10,12%, e o menor foi o da Eletrobrás Rondônia, negativo em 14,89% (-14,89%). Se fosse adotada a metodologia do CHC, a Celpa apresentaria o maior reajuste, 15,21%, e a Eletrobrás Piauí, a maior queda de tarifa, de 14,42%.

As 22 empresas que apresentaram um AIS menor com base no VNR também tiveram menor tarifa em relação ao CHC. E as demais, 19 delas, tiveram o IRT com base no VNR maior do que o calculado com base no CHC, proporcionando o método do CHC tarifas mais baixas em 46% das empresas.

Como já citado, o AIS não determina se o IRT será negativo ou positivo. O que se depreende é que, dependendo do valor do AIS mensurado por meio de cada método, haverá maior ou menor tarifa, mas não se o índice de reajuste vai ser positivo ou negativo. Isso depende de outras variáveis, como a Parcela A (que não é gerenciável) e o montante da empresa referência, entre outros.

Ao contrário do que ocorreu no 2º CRTP, as tarifas pelo VNR, em média, foram menores que as calculadas pelo CHC, -1,14% e -0,72%, respectivamente, ou seja, no 3º CRTP, se fosse utilizado o método do CHC, as tarifas seriam, em média, maiores em 0,42%. No ciclo anterior, as tarifas foram maiores, em média, 0,65%, pelo método do VNR.

A última variável analisada analiticamente foi o ROE. As empresas Celg-D e Eletrobrás Roraima foram retiradas dessa análise, tendo em vista que apresentaram um patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) e prejuízo. A Tabela 48 demonstra os resultados.

Como visto, oito empresas (CEEE-D, Celpa, Cemat, Eletroacre, Eletrobrás Alagoas, Eletrobrás Piauí, Eletrobrás Rondônia, e Enersul) apresentaram ROE nominal negativo, tendo em vista que, no ano da revisão, apresentaram prejuízo, e, em trinta e uma empresas, o ROE nominal foi positivo.

Com a atualização monetária, nas oito empresas com ROE nominal negativo, o ROE efetivo permaneceu negativo, mas em percentuais diferenciados. A diferença do ROE efetivo da Enersul foi de quase 300%, passando de negativo em 1,56% para negativo em 6,08%. A Eletroacre passou de um ROE nominal negativo de 219% para -108%, uma diferença de um pouco mais de 100%.

Tabela 48 - ROE a VNR e CHC - 3º CRTP - IPCA

ROE(IPCA) - 3º CICLO	VNR	CHC
AES SUL	26,52%	11,53%
AMPLA	22,34%	11,29%
BANDEIRANTE	34,14%	18,74%
BRAGANTINA	6,25%	3,73%
CEEE-D	-14,20%	-19,39%
CELESC	7,36%	-15,47%
CELPA	-6,67%	-7,18%
CELPE	0,84%	-4,02%
CELTINS	5,63%	1,07%
CEMAR	21,73%	14,73%
CEMAT	-3,31%	-5,37%
CEMIG-D	5,91%	-0,33%
CFLO	10,85%	3,13%
CHESP	6,68%	2,06%
CNEE	18,68%	7,97%
COCEL	12,97%	6,73%
COELBA	30,44%	17,34%
COELCE	26,33%	15,24%
COPEL-D	15,11%	5,84%
COSERN	32,72%	22,16%
CPFL PAULISTA	51,24%	22,24%
CPFL PIRATININGA	109,90%	60,01%
CPFL SANTA CRUZ	34,69%	26,83%
EFLSM	15,63%	8,32%
ELEKTRO	26,96%	13,76%
ELETROACRE	-219,00%	-108,00%
ELETROBRÁS - ALAGOAS	-32,10%	-26,87%
ELETROBRÁS - PIAUÍ	-192,21%	-53,13%
ELETROBRÁS RONDÔNIA (CERON)	-122,41%	-95,01%
ELETROPAULO	63,63%	23,80%
ENERGISA BO	28,58%	20,60%
ENERGISA MG	25,55%	7,06%
ENERGISA NF	11,50%	1,12%
ENERGISA PB	27,85%	20,19%
ENERGISA SE	12,32%	6,92%
ENERSUL	-1,56%	-6,08%
ESCELSA	22,14%	7,82%
LIGHT SESA	12,76%	1,90%
RGE	24,07%	13,62%

Fonte: Dados da Pesquisa

Como ocorreu no segundo ciclo, o maior ROE nominal encontrado no 3º CRTP foi na CPFL Piratininga, 109,90%, e, quando corrigido pelo IPCA, o ROE passa a ser de 60,01%, uma queda na rentabilidade quando descontada a inflação do período, que era em torno de 45%.

O menor ROE nominal positivo foi na Celpe, 0,84%, e, quando atualizado, ele passa a ser negativo em 4,02%. Nas 31 empresas em que o ROE nominal foi positivo, quando atualizado, esse passa a ser menor. Em média, o ROE nominal foi de 4,10%, e o ROE efetivo, de 0,89%. Mais uma vez, fica demonstrada a importância da atualização monetária, pois o retorno nominal apresentado passa a ser inverídico, com taxas de retorno maiores do que efetivamente o são.

5.3.2 Análise Estatística do 3º CRTP - IPCA

Da mesma forma que o exposto acerca do 2º CRTP, esta subseção é destinada a expor os resultados estatísticos do terceiro ciclo, com a atualização monetária pelo IPCA e dos demais procedimentos já detalhados anteriormente. Na Tabela 49, são expostos os resultados das estatísticas univariadas.

Tabela 49 - Estatística Univariada - 3º CRTP – IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	4.410.011,05	3.262.913,00	5.281.830,97	2,037	4,712
	CHC	4.328.954,71	2.834.175,00	4.751.494,52	1,509	1,878
BRR	VNR	2.976.770,32	2.338.349,00	3.528.757,60	1,837	3,444
	CHC	2.962.856,12	2.208.025,00	3.382.045,75	1,708	2,983
IRT	VNR	-0,011	-0,008	0,003	-0,319	-0,034
	CHC	-0,007	0,003	0,060	0,007	0,450
QRR	VNR	114.030,61	92.862,00	135.203,31	1,834	3,445
	CHC	113.653,02	81.821,00	129.959,90	1,694	2,860
RC	VNR	158.745,54	127.271,00	178.080,88	1,600	2,587
	CHC	162.683,24	126.827,00	188.453,54	1,943	4,842
ROE	VNR	0,062	0,156	0,581	-2,639	8,291
	CHC	0,039	0,071	0,326	-1,386	4,852
VBR	VNR	2.030.960,63	1.513.621,00	2.215.092,55	1,843	4,181
	CHC	2.026.092,56	1.314.735,00	2.037.956,54	1,149	0,679
VMU	VNR	2.046.534,39	1.515.374,00	2.233.156,62	1,836	4,103
	CHC	2.041.726,59	1.316.258,00	2.058.596,67	1,168	0,761

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com as estatísticas univariadas, em relação aos dados atualizados monetariamente a partir do IPCA, constatou-se que:

- Pelos métodos de mensuração, VNR e CHC, a variável IRT apresentou assimetria próxima a zero, indicando que essa variável possui distribuição simétrica;
- Os métodos VNR e CHC, na variável ROE, apresentaram assimetria negativa e superior a um, indicando uma maior concentração de valores acima da média;
- Nas demais variáveis, em ambos os métodos, houve a identificação de valores de assimetria positivos e superiores a 1, indicando uma maior concentração de valores abaixo da média;
- Os métodos VNR (variáveis IRT, RC) e CHC (variáveis AIS, BRR, IRT, QRR, VBR e VMU) apresentaram curtoses inferiores a três, o que representa que há concentração dos dados ao redor da média;
- Nos demais casos, as variáveis apresentaram curtoses superiores a três, o que significa que essas variáveis possuem uma distribuição mais dispersa;

Novamente, considerando o tamanho da amostra, foi realizado o teste de Kolmogorov-Smirnov, com a finalidade de verificar se as variáveis possuíam ou não distribuição normal. Na Tabela 50, a seguir, são apresentados os resultados dos testes.

Tabela 50 - Teste de Normalidade Kolmogorov-Smirnov – 3º CRTP – IPCA

Variável	Método	Estatística	Probabilidade
AIS	VNR	0,213	0,000
	CHC	0,184	0,001
BRR	VNR	0,214	0,000
	CHC	0,193	0,001
IRT	VNR	0,097	0,200
	CHC	0,096	0,200
QRR	VNR	0,218	0,000
	CHC	0,193	0,001
RC	VNR	0,189	0,001
	CHC	0,196	0,000
ROE	VNR	0,291	0,000
	CHC	0,220	0,000
VBR	VNR	0,183	0,001
	CHC	0,169	0,005
VMU	VNR	0,183	0,001
	CHC	0,170	0,004

Fonte: Dados da Pesquisa

Segundo os resultados dos testes de Kolmogorov-Smirnov, com exceção da variável IRT, em ambos os métodos (VNR e CHC), há indícios que as variáveis não possuem distribuição normal, visto que as probabilidades foram inferiores ao nível de significância de 5%. Tendo em vista os resultados, foram aplicados testes não-paramétricos para avaliar a

diferença ou não entre tais variáveis para cada um dos métodos. Para a variável IRT⁷², foi aplicado o teste t de Student, visto que tais variáveis demonstraram possuir uma distribuição normal. Os resultados desses testes são apresentados na continuação na Tabela 51.

Tabela 51 - Resultados dos Testes Não-Paramétricos – 3º CRTP – IPCA

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Método	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,473	0,636	-	-
BRR	-0,564	0,573	-	-
IRT	-	-	-1,019	0,314
QRR	-0,603	0,547	-	-
RC	-0,758	0,448	-	-
ROE	-3,246	0,001	-	-
VBR	-0,654	0,513	-	-
VMU	-0,641	0,521	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com os resultados do teste de Wilcoxon, com exceção da variável ROE, as demais variáveis, tanto pelo método do CHC quanto pelo VNR, foram consideradas estatisticamente iguais. Com probabilidades superiores a 0,44, não foi rejeitada a hipótese nula de igualdade entre as variáveis analisadas. O mesmo ocorreu em relação ao teste t de Student para o indicador IRT. Portanto, não há diferenças significativas nas variáveis quando aplicados os métodos de mensuração VNR e CHC, sendo esse resultado igual ao do 2º CRTP.

Todavia, em relação à variável ROE, com uma probabilidade inferior a 0,001, os métodos CHC e VNR foram consideradas estatisticamente diferentes. De acordo com o resultado do teste de Wilcoxon, os valores do método CHC são inferiores, em média, do que os valores da variável VNR. A Tabela 52 ilustra esse fato, apresentando que, em 85% das empresas da amostra, o ROE com base no CHC é menor do que os encontrados nas demonstrações contábeis societárias. É importante destacar que o mesmo resultado foi encontrado no segundo ciclo, o que vem ratificar que o retorno das empresas está superestimado, entretanto, como comentado na abordagem analítica, a maioria das empresas ainda continuam com retorno favorável após ser descontada a inflação.

⁷² No 2º CRTP, a variável IRT apresentou probabilidade superior a 0,05, somente pelo método do CHC, por isso foi utilizado o teste de Wilcoxon.

Tabela 52 - Resultado dos Postos do Teste de Wilcoxon da Variável ROE – 3º CRTP – IPCA

Variável ROE	Empresas
CHC<VNR	35
CHC>VNR	6
CHC=VNR	0
Total	41

Fonte: Dados da Pesquisa

Novamente, depois da análise individual, buscou-se o agrupamento das empresas para análise em conglomerados, visto que as mesmas possuem forte dispersão, conforme demonstrado na análise das estatísticas univariadas. Para analisar a formação dos conglomerados, foi utilizada a análise de clusters (conglomerados) hierárquica, sendo a quantidade de conglomerados definida por intermédio da análise do dendrograma, conforme ilustra a Figura 23.

Figura 23 - Dendrograma – Análise de Clusters Hierárquica - 3º CRTP – IPCA

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com análise gráfica do dendrograma, houve a formação de dois conglomerados. O primeiro foi formado por sete empresas: (a) Eletropaulo, (b) Light-SESA, (c) Copel-D, (d) CPFL Paulista, (e) Coelba, (f) Ampla e (g) Cemig-D. Vale lembrar que, no 2º CRTP, também foram formados dois conglomerados, embora, no conglomerado 1, havia as mesmas seis empresas, com exceção da Ampla. O segundo conglomerado foi formado pelas demais empresas, em um número de 34, lembrando que a amostra para o 3º CRTP foi menor.

Para validar a formação dos conglomerados, passou-se à análise de clusters k-means para verificar a capacidade de discriminação de cada uma das variáveis utilizadas, conforme exposto na Tabela 53.

Tabela 53 - Resultados da análise de variância – ANOVA – 3º CRTP – IPCA

Variável	Método	Estatística	Probabilidade
AIS	VNR	107,248	0,000
	CHC	109,085	0,000
BRR	VNR	108,841	0,000
	CHC	89,528	0,000
IRT	VNR	0,000	0,990
	CHC	0,051	0,822
QRR	VNR	109,558	0,000
	CHC	89,833	0,000
RC	VNR	90,586	0,000
	CHC	54,667	0,000
ROE	VNR	1,288	0,263
	CHC	0,475	0,495
VBR	VNR	82,515	0,000
	CHC	70,866	0,000
VMU	VNR	83,518	0,000
	CHC	71,232	0,000

Fonte: Dados da Pesquisa

Com exceção dos indicadores IRT e ROE, as variáveis apresentaram capacidade discriminativa excelente. Após a exclusão das variáveis associadas aos indicadores citados anteriormente, verificou-se que a formação de dois conglomerados de acordo com a análise do dendrograma foi validada. Depois da formação, apresentam-se as estatísticas univariadas dos dois conglomerados, na Tabela 54.

Tabela 54 – Estatísticas Univariadas – Conglomerado 1 – 3º CRTP – IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	14.256.077,14	12.723.099,00	5.256.418,35	1,334	3,232
	CHC	13.206.353,86	12.061.180,00	3.627.316,47	0,526	-1,629
BRR	VNR	9.567.739,43	7.622.436,00	3.214.946,54	1,096	0,230
	CHC	9.107.385,00	8.296.429,00	3.152.961,24	0,813	-0,869
IRT	VNR	-0,011	-0,001	0,040	0,025	-1,558
	CHC	-0,012	-0,020	0,054	0,027	-1,428
QRR	VNR	366.779,71	285.459,00	122.237,78	1,169	0,392
	CHC	349.886,86	340.154,00	120.796,34	0,678	-0,991
RC	VNR	482.859,00	457.023,00	155.903,41	0,799	0,971
	CHC	476.085,14	373.821,00	223.446,40	1,064	0,982
ROE	VNR	0,288	0,223	0,213	0,837	-0,651
	CHC	0,117	0,009	-0,003	0,050	-1,915
VBR	VNR	6.004.447,29	5.292.903,00	2.177.996,74	1,624	2,767
	CHC	5.589.053,14	5.435.720,00	1.434.511,69	0,069	0,425
VMU	VNR	6.060.170,57	5.348.617,00	2.185.431,23	1,578	2,571
	CHC	5.644.054,43	5.483.564,00	1.465.722,96	0,175	0,494

Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando-se as estatísticas univariadas das sete empresas que compõem o conglomerado 1, observa-se que:

- Com exceção da variável AIS, com base no VNR, as demais variáveis não apresentaram curtose superior a três, em módulo, o que indica que os valores estão concentrados ao redor da média, ou seja, apresentam uma distribuição com baixa dispersão;
- Confirmando uma distribuição com baixa dispersão, nenhuma variável apresentou desvio-padrão superior à média;
- As variáveis AIS, BRR, QRR e VBR (VNR) e a variável RC (CHC) apresentaram assimetria positiva e superior a um, isto é, há concentração de valores abaixo da média;
- Nos demais casos, as variáveis apresentaram assimetrias positivas, porém inferiores a um.

Na continuação (Tabela 55), passa-se à análise dos resultados dos testes de Wilcoxon e t de Student.

Tabela 55 - Resultados dos testes Wilcoxon e t de Student – Conglomerado 1 – 3º CRTP – IPCA

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Estatística	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,338	0,735	-	-
BRR	-0,169	0,866	-	-
IRT	-	-	0,053	0,960
QRR	-0,169	0,866	-	-
RC	-0,169	0,866	-	-
ROE	-2,366	0,018	-	-
VBR	-0,169	0,866	-	-
VMU	-0,169	0,866	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

Para o primeiro conglomerado, apenas o indicador ROE apresentou probabilidade inferior a 0,05 pelo teste de Wilcoxon, ou seja, há diferença estatisticamente significativa entre as variáveis VNR e CHC, conforme ocorreu na análise conjunta e no 2º CRTP quanto a esse conglomerado. As demais variáveis foram consideradas estatisticamente iguais, não sendo rejeitada a hipótese nula dos testes de Wilcoxon e t de Student. A seguir, passa-se à análise do segundo conglomerado.

Tabela 56 - Estatísticas Univariadas – Conglomerado 2 – 3º CRTP - IPCA

Variável	Método	Média	Mediana	Desvio-padrão	Assimetria	Curtose
AIS	VNR	2.382.879,79	1.851.701,00	1.998.483,76	0,386	-1,174
	CHC	2.501.254,88	1.704.216,00	2.194.272,18	0,396	-1,487
BRR	VNR	1.619.806,09	1.209.444,50	1.449.951,29	0,545	-0,886
	CHC	1.697.806,06	1.122.170,00	1.549.034,39	0,440	-1,408
IRT	VNR	-0,011	-0,014	0,058	-0,332	-0,135
	CHC	-0,006	-0,001	0,062	-0,011	0,615
QRR	VNR	61.994,03	47.082,50	55.678,97	0,576	-0,777
	CHC	65.016,65	43.402,50	59.533,70	0,459	-1,380
RC	VNR	92.016,29	72.429,00	84.554,99	0,424	-1,306
	CHC	98.159,32	71.857,00	94.053,67	0,478	-1,315
ROE	VNR	0,015	0,143	0,623	-2,427	6,741
	CHC	0,023	0,070	0,354	-1,190	3,696
VBR	VNR	1.212.889,85	1.037.568,00	1.022.905,18	0,455	-1,065
	CHC	1.292.541,85	913.396,50	1.188.653,79	0,702	-0,745
VMU	VNR	1.220.197,53	1.045.714,00	1.027.524,9025	0,456	-1,062
	CHC	1.300.070,85	922.329,50	1.194.476,88	0,706	-0,732

Fonte: Dados da Pesquisa

De acordo com as estatísticas univariadas do conglomerado 2, na Tabela 56, formado por 34 empresas, observa-se que:

- Em relação à variável ROE, os métodos apresentaram curtoses superiores a três, demonstrando possuir distribuição com grande dispersão dos dados;
- Ainda sobre a variável ROE, os desvios-padrão dos métodos foram bastante superiores à média, confirmando a dispersão dos dados;
- As demais variáveis apresentaram curtoses inferiores a três, indicando concentração de dados ao redor da média das respectivas variáveis;
- Com exceção das variáveis IRT e ROE, em ambos os métodos, as demais variáveis apresentaram assimetria positiva, indicando uma concentração de dados abaixo da média.

Na sequência na Tabela 57, são apresentados os resultados dos testes de Wilcoxon e t de Student para as empresas do segundo conglomerado.

Tabela 57 - Resultados dos testes Wilcoxon e t de Student – Conglomerado 2 – 3º CRTP - IPCA

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Estatística	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-0,744	0,457	-	-
BRR	-0,778	0,437	-	-
IRT	-	-	-1,287	0,207
QRR	-0,829	0,407	-	-
RC	-0,966	0,334	-	-
ROE	-2,470	0,013	-	-
VBR	-0,846	0,397	-	-
VMU	-0,829	0,407	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

Novamente, considerando-se os resultados dos testes realizados, verificou-se que somente o indicador ROE apresentou probabilidade inferior a 0,05, ou seja, foi rejeitada a hipótese nula de que as variáveis VNR e CHC são estatisticamente iguais. Mas as demais variáveis foram consideradas estaticamente iguais.

Portanto, os resultados dos conglomerados foram os mesmos encontrados na análise conjunta do 3º CRTP – IPCA, sendo também iguais aos resultados encontrados no 2º CRTP – IPCA.

5.3.3 Análises e Resultados Sintéticos da Atualização Monetária pelo IGP-M – 3º CRTP

Como no segundo ciclo, os dados coletados do 3º CRTP também foram atualizados monetariamente pelo IGP-M. Após todos os cálculos realizados, de modo geral, os valores do AIS com base no VNR foram menores que os com base no CHC em 31 empresas. No 2º CRTP – IGP-M, foram 29, lembrando que a amostra era de 44 empresas. Em média, o AIS com base no VNR esteve 12% menor do que o com base no CHC-IGP-M, levando-se em consideração que o índice acumulado, de 1996 a 2013, é 62% superior quando comparado ao IPCA acumulado no mesmo período. Já no 2º CRTP – IGP-M, o VNR foi 4% menor.

Vale ressaltar que, independentemente, do índice de inflação utilizado para atualização do AIS, em dez empresas (24%) da amostra, o AIS com base no CHC atualizado por qualquer um dos dois índices é menor que o atualizado com base no VNR, sugerindo que os investidores estão sendo remunerados pelos investimentos acima da inflação (independentemente, do índice), e, por consequência, tarifas mais altas para os consumidores. Em vinte e duas empresas (54%), o valor com base no VNR é menor do que o com base no CHC atualizado por qualquer um dos índices de inflação. Nessas empresas, os investidores estão sendo prejudicados, pois estão recebendo aquém do que investiram, desestimulando a realização de novos empreendimentos. A seguir, conforme exibido na Figura 24, são apresentadas as empresas, cujos resultados não se alteram, independentemente, do índice de inflação.

Independente do índice de inflação utilizado	
AIS - VNR > CHC	AIS - VNR < CHC
CEEE-D	AES SUL
CELTINS	AMPLA
CEMIG-D	BANDEIRANTE
CFLO	BRAGANTINA
COPEL-D	CELPA
CPFL SANTA CRUZ	CELPE
ELETROACRE	CEMAR
ELETROBRÁS - AL	CEMAT
ELETROBRÁS - PI	CNEE
ELFSM	COCEL
	COELCE
	ELETROPAULO
	ELETROBRÁS - RO
	ELETROBRÁS - RR
	ENERGISA BORBOREMA
	ENERGISA MG
	ENERGISA NF
	ENERGISA SE
	ENERSUL
	ESCELSA
	LIGHT
	RGE

Figura 24 - Relação das empresas, cujos resultados não se alteram, independentemente, do índice de inflação 3º CRTP

Fonte: Dados da Pesquisa

No restante das empresas, nove (22%), o AIS com base no VNR, quando comparado com base no CHC – IPCA, é maior do que quando atualizado pelo IGP-M. Em todas as nove empresas, quando da atualização pelo IGP-M, o resultado se inverte, passando o VNR a ser menor que o CHC, conforme exposto na Tabela 58.

Tabela 58 – Resultados alterados por causa do índice de inflação utilizado – 3º CRTP

Empresas	VNR < CHC - IGP-M	VNR > CHC - IPCA
CELESC	79%	105%
CELG-D	86%	107%
CHESP	98%	100%
COELBA	94%	120%
COSERN	95%	121%
CPFL PIRATININGA	97%	115%
CPFL PAULISTA	77%	100%
ELEKTRO	93%	106%
ENERGISA PARAÍBA	88%	101%

Fonte: Dados da Pesquisa

Quanto ao IRT, as 31 empresas que apresentaram um AIS menor com base no VNR também tiveram menor tarifa em relação ao CHC. E, nas demais, 10 delas, o IRT com base no VNR foi maior do que o calculado a CHC. O método do CHC – IGP-M proporcionou tarifas

mais baixas em 24% das empresas, mas, pelo IPCA, o percentual foi bem maior, em 46% delas.

Em média, as tarifas com base no CHC foram maiores que as calculadas pelo VNR, 1,74% e -1,14%, respectivamente, ou seja, na terceira revisão tarifária, se fosse utilizado o método do CHC – IGP-M, as tarifas teriam em média um aumento de 1,74%, enquanto, pelo VNR, houve uma redução, em média, de 1,14% na amostra estudada.

Já a variável ROE apresentou o mesmo resultado quando atualizado pelo IPCA, mas, evidentemente, com percentuais diferentes. A média do ROE efetivo foi de 0,89% pelo IPCA, passando a ser negativo em 1,01% pelo IGP-M, ou seja, o retorno pelo IGP-M é menor. Mais uma vez, isso ocorre em virtude das diferenças de percentuais entre os índices.

Vale ressaltar que, em média, o ROE nominal das empresas do 3º CRTP foi menor quando comparado com o 2º CRTP, 4,10% e 12,37%, respectivamente.

As estatísticas univariadas e os testes para definir a técnica a ser utilizada foram praticamente iguais aos resultados quando da atualização do IPCA. Com esse resultado, também foram aplicados os testes de Wilcoxon e t de Student, sendo este último somente para a variável IRT. Os resultados de tais testes são apresentados a seguir, na Tabela 59.

Tabela 59 - Resultados dos Testes Não-Paramétricos – 3º CRTP – IGP-M

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Estatística	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-3,622	0,000	-	-
BRR	-3,726	0,000	-	-
IRT	-	-	-4,700	0,000
QRR	-3,751	0,000	-	-
RC	-3,816	0,000	-	-
ROE	-2,637	0,008	-	-
VBR	-3,674	0,000	-	-
VMU	-3,674	0,000	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

Segundo os resultados dos testes de Wilcoxon e t de Student, as variáveis calculadas por intermédio do CHC e do VNR foram consideradas estatisticamente diferentes. Com probabilidades inferiores a 0,01, foi rejeitada a hipótese nula de igualdade entre os dois métodos em todas as variáveis. Esses resultados são divergentes dos encontrados quando dos dados atualizados com o IPCA, em que somente a variável ROE foi considerada estatisticamente diferente. Entretanto, é o mesmo resultado encontrado no 2º CRTP quando atualizado pelo IGP-M.

De acordo com os testes, observou-se que:

- As variáveis AIS, BRR, IRT, QRR, RC, VBR e VMU mensuradas de acordo com o modelo CHC, em média, são maiores do que os valores obtidos pelo modelo VNR;
- Apenas a variável ROE mensurada a partir do modelo CHC, em média, é menor do que o valor obtido pelo modelo VNR.

Cabe ressaltar que todas as variáveis, com exceção do ROE, apresentaram valores com base no CHC maiores do que aqueles com base no VNR em 76% das empresas, com diferenças significativas na média.

Em seguida, passou-se para análise de conglomerado. Os mesmos procedimentos foram adotados e os resultados foram os mesmos, ou seja, a formação de dois conglomerados com as mesmas empresas quando da análise do IPCA. Na sequência, procedeu-se à análise dos resultados obtidos pelos testes de Wilcoxon para o primeiro conglomerado.

Analisando-se os resultados do teste de Wilcoxon (Tabela 60), com exceção da variável ROE, de modo diferente ao ocorrido na análise conjunta, as demais variáveis apresentaram probabilidade superior a 0,17 nos testes de Wilcoxon e t de Student, isto é, não há diferença estatisticamente significativa entre os métodos VNR e CHC. Portanto, as variáveis, com exceção da variável ROE, para o conglomerado 1, foram consideradas estatisticamente iguais, mesmo resultado do 2º CRTP.

Tabela 60 - Resultados dos Testes Não-Paramétricos – Conglomerado 1 – 3º CRTP – IGP-M

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Estatística	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-1,183	0,237	-	-
BRR	-1,352	0,176	-	-
IRT	-	-	-1,556	0,171
QRR	-1,352	0,176	-	-
RC	-1,352	0,176	-	-
ROE	-2,371	0,018	-	-
VBR	-1,014	0,310	-	-
VMU	-1,014	0,310	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

A seguir, a Tabela 61 demonstra os resultados do teste de Wilcoxon em relação ao conglomerado 2, o qual é composto de 34 empresas.

Tabela 61 - Resultados dos Testes Não-Paramétricos – Conglomerado 2 – 3º CRTP – IGP-M

Variável	Wilcoxon		t de Student	
	Estatística	Probabilidade	Estatística	Probabilidade
AIS	-3,582	0,000	-	-
BRR	-3,701	0,000	-	-
IRT	-	-	-4,547	0,000
QRR	-3,736	0,000	-	-
RC	-3,770	0,000	-	-
ROE	-1,855	0,064	-	-
VBR	-3,650	0,000	-	-
VMU	-3,650	0,000	-	-

Fonte: Dados da Pesquisa

Pelos testes de Wilcoxon e t de student, somente a variável ROE apresentou probabilidade superior a 0,05, ou seja, para tal variável, não foi rejeitada a hipótese nula de que os métodos VNR e CHC são estatisticamente iguais. Esse resultado é diverso tanto da análise conjunta quanto do conglomerado 2 – IGP-M do 2º CRTP, em que todas as variáveis foram estaticamente diferentes. Isso pode ter ocorrido em virtude do menor porte das empresas em relação àquelas do conglomerado 1.

Também, nesse conglomerado, os valores obtidos no modelo CHC foram superiores aos valores obtidos no modelo VNR, com exceção da variável ROE.

Na sequência, são discutidas as principais conclusões da pesquisa.

5.4 Conclusões das Evidências Encontradas

Como citado na revisão conceitual, cada método de mensuração leva a diferentes valores patrimoniais, devendo todos eles terem como objetivo a proteção e a manutenção do capital financeiro (ou monetário) a longo prazo, a remuneração dos proprietários que investiram em busca de um retorno adequado e a modicidade tarifária. Esse argumento serviu de alicerce para desenvolver a primeira hipótese desta tese, qual seja: em um ambiente regulatório, a mensuração dos ativos pelo método do custo histórico corrigido pode levar ao justo valor para o investidor e consumidor. A segunda hipótese levantada é que o VNR faz com que os consumidores atuais estejam arcando com os custos de um bem que será adquirido futuramente (interesse dos futuros consumidores) e não pela prestação de serviços já realizada.

Além disso, outros questionamentos foram realizados:

É justo que a tarifa proporcione como receitas para a empresa valores que excedem o capital investido e o retorno sobre este, com o objetivo de repor o ativo que, no futuro, pode vir a custar mais caro? E pode ser que ainda, quando da efetiva reposição, o valor seja diverso daquele projetado tanto para cima quanto para baixo?

Em outras palavras, é justo que, quando um ativo de concessão tem o seu valor de reposição alterado para maior, mas ainda possui vida útil, ocorra um aumento do seu valor para fins de depreciação e as tarifas aumentarem para a recuperação de um capital que ainda não foi desembolsado? E quando o VNR for menor que o CHC, é justo que o investidor receba uma menor remuneração que não recupera o capital já investido?

Apesar de, estatisticamente, não terem sido encontradas diferenças significativas entre os métodos, com exceção para a variável ROE nos dois ciclos, pode-se afirmar que o método do custo histórico corrigido atualizado pelo IPCA pode levar ao justo valor para o investidor e consumidor, pelas seguintes afirmativas:

- (a) O método do CHC possui pressupostos mais vantajosos, como delineado na revisão conceitual: preserva o valor do ativo, ou seja, os investidores são remunerados pelo que realmente investiram, resguardando o montante desembolsado quanto ao valor do dinheiro no tempo e, portanto, recupera o investimento com a taxa de retorno acordada no arranjo. E, também, por ser auditável;
- (b) Quanto à desvantagem assinalada na revisão conceitual, de que o CHC poderia ser superestimado se ocorrer avanço tecnológico, constatou-se, na amostra analisada que, em 34% das empresas no segundo ciclo e 24% no terceiro ciclo, o AIS apresenta indícios de que está superestimado com base no VNR⁷³, tendo em vista que o valor com base no CHC foi menor, independentemente, do índice de inflação adotado. Nesse caso, pode-se afirmar que o avanço tecnológico não fez com que os custos dos ativos fossem menores. E, conforme esta tese defende que a atualização pelo IPCA é a mais justa, esse percentual aumenta para 64% no 2º CRTP e 46%, no 3º CRTP, comparando-se, ainda, as diferenças nas médias, em que, pelo IPCA, o AIS é maior em 11% com base no VNR e, quando atualizado pelo IGP-M, o AIS passa a ser menor em apenas 4%, no 2º CRTP. No 3º CRTP, foi maior em 2% pelo IPCA, e menor, em 12%,

⁷³ Vale ressaltar que o VNR não foi recalculado, tendo sido utilizados os valores divulgados nas notas técnicas da ANEEL, o que não isenta a mensuração de erros de procedimentos.

no 3º CRTP. Considerando-se que a diferença percentual entre os índices de 1995 a 2009 foi de 59% (IGP-M>IPCA) e de 1995 a 2014 de 55% (IGP-M>IPCA), conclui-se que o AIS com base no CHC-IPCA é mais justo tanto para o consumidor quanto para o investidor, pois o consumidor não estaria desembolsando mais do que foi investido atualizado pelo índice oficial da inflação, e o investidor estaria recebendo o que foi gasto atualizado pelo índice oficial de inflação. Aqui, é oportuno retomar a seguinte questão: é justo que a tarifa proporcione como receitas para a empresa valores que excedem o capital investido e o retorno sobre este, com o objetivo de repor o ativo que, no futuro, pode vir a custar mais caro? Os números citados acima demonstram que pelo menos dez empresas estão sendo remuneradas acima do índice de inflação, ou seja, suas receitas excedem o capital investido. Isso ocorre no 3º CRTP, e, no segundo ciclo, são quinze empresas. Além disso, as três empresas que foram retiradas da amostra no 3º CRTP também estavam sendo remuneradas acima do índice de inflação. Cabe lembrar, como já mencionado, que, no 3º CRTP, houve a convergência às normas internacionais de contabilidade, tendo sido alterada a contabilização do imobilizado na contabilidade societária. E esse menor percentual encontrado no último ciclo pode ter ocorrido pelo fato de o Ativo Financeiro ser atualizado pelo IGP-M, trimestralmente, mesmo quando da amostra atualizada pelo IPCA, pois somente o ativo intangível foi atualizado monetariamente no 3º CRTP. Assim, seria justo algumas distribuidoras serem beneficiadas e outras não? E vice-versa;

- (c) Quanto ao retorno dos investidores, representado pela variável ROE, apesar da limitação de ser utilizado o CH para comparação, ficou evidente que as concessionárias estão apresentando retornos positivos, em sua maioria, 38 e 31 empresas, no segundo e terceiro ciclos, respectivamente. Quando a inflação é descontada, os retornos ainda continuaram positivos, mas em percentuais menores, em 36 empresas no segundo ciclo e em 28 empresas no terceiro ciclo. Pode-se afirmar que as empresas, em média, estão sendo bem remuneradas. O CHC atualizado pelo IPCA, portanto, proporciona também um retorno justo aos investidores e, mesmo com diferenças significativas estatisticamente, ainda ocorre retorno positivo, em geral. E o retorno calculado pelo CHC é mais próximo da realidade, pois, como já comentado, parte do lucro apurado pelo

CH pode ser ilusório (pode não ser acréscimo patrimonial), existindo acréscimo patrimonial apenas pelo excedente ao efeito inflacionário.

- (d) Mesmo que as empresas apresentaram retorno favorável, independentemente, do método de mensuração, cabe destacar uma das questões levantadas nesta pesquisa: Quando o VNR for menor que o CHC, é justo que o investidor receba uma menor remuneração que não recupera o capital já investido? Os resultados demonstraram que pelo menos 16 empresas, no segundo ciclo, e 22, no terceiro ciclo, estão sendo remuneradas abaixo do capital investido quando atualizado monetariamente pelo IPCA. Esse número sobe para 29 e 31, segundo e terceiro ciclos, respectivamente, quando o índice adotado é o IGP-M. Como citado anteriormente, pode haver uma expropriação de riqueza pelo regulador e ausência de incentivos para novos empreendimentos.
- (e) Como já comentado, o IRT apresentou o mesmo resultado em relação à variável AIS. Conclui-se, portanto, que as tarifas calculadas pelo método do CHC, e atualizadas pelo IPCA, proporcionam a modicidade tarifária para os consumidores. As tarifas deferidas, na segunda revisão tarifária, que apresentaram em média uma queda de 8,40% (-8,40%), se mensuradas pelo CHC/IPCA, teriam uma queda de 9,01% (-9,01%), em média. Do ponto de vista estatístico, essa diferença é insignificante. Mas, pelo CHC/IGP-M, a queda foi de 6,22% (-6,22%), havendo, nesse caso, do ponto de vista estatístico, diferenças significativas entre os métodos; Já as tarifas deferidas, na terceira revisão tarifária, que apresentaram em média uma queda de 1,14% (-1,14%), se mensuradas pelo CHC/IPCA, teriam uma queda menor de 0,72% (-0,72%), em média. Do ponto de vista estatístico, essa diferença também é insignificante. Já pelo CHC/IGP-M, houve um aumento de 1,74%, havendo, nesse caso, do ponto de vista estatístico, diferenças significativas entre os métodos;

Em suma, os achados da pesquisa permitem sugerir a alteração do método de mensuração do VNR, atualmente utilizado, para o método do CHC atualizado pelo índice oficial da inflação – IPCA, pois entende-se que esse método proporciona o justo valor para o consumidor e investidor, pelas seguintes razões expostas a seguir:

- (a) Maior transparência e menos subjetividade no cálculo do ativo imobilizado em serviço e, conseqüentemente, da remuneração do capital e da quota de

reintegração regulatória, contribuindo para minimizar o problema da assimetria informacional;

- (b) O consumidor atual estará arcando com o custo de um ativo adquirido ou construído para obtenção do serviço no presente;
- (c) Os investidores, em sua maioria, continuarão a ter um retorno favorável, mas sem ganhos exorbitantes. Entende-se que haverá menos discrepância entre as remunerações das empresas, pois, como visto, algumas estão recebendo acima do capital investido e outras, não;
- (d) O custo da depreciação passa a ser calculado sobre o valor de aquisição ou construção do ativo no momento do reconhecimento, mas em valores reais de capacidade geral de compras em determinada data;

É importante destacar que os resultados e as conclusões encontrados são exclusivos para o setor regulado em que as tarifas são determinadas por um órgão regulador, pois o método do custo de reposição é relevante para as empresas que possuem custos crescentes e precisam, com suas próprias atividades, angariar recursos para repor seus ativos.

Por exemplo, numa atividade comercial, é extremamente relevante que, no caso de venda de uma mercadoria que tenha sofrido aumento no de custo de reposição, a mercadoria estocada sendo vendida tenha seu preço ajustado de forma a conseguir produzir recurso suficiente para essa reposição. Caso contrário poderá o comerciante ter que injetar capital ou pedir empréstimo para essa renovação do estoque.

A discussão em tela neste trabalho, todavia, é a utilização do custo de reposição nas empresas concessionárias de serviços públicos em que suas tarifas sejam reguladas, já que a tarifa baseada num custo de reposição de um imobilizado que tenha subido repassa ao consumidor a responsabilidade de prover recursos para os investidores reporem tais ativos; e isso é responsabilidade deles, e não dos consumidores. E mais, se a tarifa produzir o recurso para essa renovação, porque deveria o investidor ser remunerado sobre esse ativo que não foi ele quem financiou?.

No caso de preço de reposição inferior ao do ativo sendo renovado, ocorre algo diferente: se o comerciante precificar a mercadoria sendo vendida com base na reposição que lhe exigirá investimento menor, poderá, na verdade, repor esse produto, mas sofrer uma perda do capital investido na mercadoria sendo vendida. No caso de um serviço tarifado, se o imobilizado precisar de menor investimento para repor o anterior, e a tarifa acompanhar esse

decréscimo, ótimo para o consumidor, mas o investidor poderá não conseguir recuperar seu investimento, o que o desestimularia a continuar no segmento e desestimularia outros a entrarem. A não ser que conseguissem aumentar a taxa de retorno embutida na tarifa para compensar o acréscimo de risco sendo incorrido.

Para análises mais profundas dos problemas de variação no preço de reposição, inclusive quando na presença de inflação, veja-se SZUSTER, Natan, *Análise do lucro passível de distribuição: uma abordagem reconhecendo a manutenção do capital da empresa.*, tese de doutoramento, FEA/USP, 1985.

Finalmente, a grande conclusão que se pode tirar deste capítulo baseado em levantamento empírico e realista da realidade brasileira é o de que a análise estatística evidencia:

- A) na média brasileira, o preço de reposição não apresentou diferença significativa com relação ao que seria a utilização da pura e simples correção monetária dos ativos ao invés dos novos valores de reposição;**
- B) mas isso simplesmente esconde algo muito relevante. A média deriva de dois grandes blocos:**
 - a. o dos consumidores que estão pagando mais pelos serviços de energia do que deveriam, o que constitui benefício visível aos investidores e prejuízo a esses consumidores; e**
 - b. o dos consumidores que estão pagando menos do que deveriam, o que os beneficia, mas prejudica os investidores.**

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese buscou demonstrar os efeitos de cada conceito e critério no tratamento da base de remuneração regulatória dos ativos e sua influência na determinação da tarifa no setor elétrico brasileiro.

Após o diagnóstico do cenário atual, principalmente, quanto à mensuração dos ativos no ramo estudado, foram analisados, empiricamente, os dois métodos de mensuração mais utilizados no setor elétrico em nível mundial e, de acordo com as evidências encontradas, foram propostas algumas medidas que podem mitigar os problemas detectados.

O método do valor novo de reposição proporciona incertezas quando da avaliação dos ativos, tanto para o consumidor quanto para o investidor, devido a maior parte dos insumos utilizados serem commodities com grande volatilidade no mercado. O valor apurado por esse método pode não ser o mesmo quando à época da realização do investimento, visto que, naquele momento, era o que se tinha de mais eficiente. Ainda, os ativos podem valorizar acima ou abaixo do percentual da inflação do período.

Como exposto nesta pesquisa, a regulação precisa ser eficiente e com pouco espaço para discricionariedade, com o objetivo de evitar o oportunismo governamental. Além disso, mudanças constantes nas regras trazem instabilidade ao setor, devendo essas regras serem revistas com periodicidade.

Conforme apurado, ficaram evidenciadas as várias dificuldades administrativas e operacionais, principalmente, nos dois primeiros ciclos, em virtude da imaturidade do processo. Essas distorções prejudicam algumas concessionárias e beneficiam outras, o que pode explicar os percentuais diversificados entre as empresas.

Sugere-se, para os próximos ciclos, que seja refeita a avaliação da totalidade dos ativos de forma simplificada e o mais assertiva possível, considerando os preços à época de sua imobilização, ou seja, a concessionária deve ser remunerada pelo valor do investimento realmente desembolsado e, a partir daí, realizar atualização dos mesmos pelo IPCA. Tendo em vista que vários contratos serão renovados entre 2015 e 2016, pode ser essa uma boa oportunidade de se rever a remuneração e o índice de inflação a ser utilizado, com regras claras e eficientes.

Durante o desenvolvimento da pesquisa, surgiram aspectos que não eram o foco da tese, mas importantes para o setor em geral, sendo eles destacados a seguir:

- (i) Discutiu-se acerca das obrigações especiais (que são os investimentos realizados com capital de terceiros), as quais, atualmente, não são remuneradas, embora as concessionárias precisam ser remuneradas de algum modo pela gestão e manutenção desses ativos;
- (ii) É preciso rever as atualizações das tarifas no reajuste tarifário anual, que é calculado com base no IGP-M do período. O mais justo seria a atualização pelo IPCA, que é o índice que representa a capacidade geral de compras do consumidor.

A interpretação desta pesquisa deve ressaltar algumas limitações: a literatura quanto ao tema é escassa, não tendo sido possível analisar toda a população devido à impossibilidade de acesso aos dados. Entretanto, ressalta-se que a amostra representa 70% das empresas e como já citado ultrapassa 95% das unidades consumidoras do país; o modelo adotado para calcular os efeitos inflacionários, que é realizado com valores aproximados, por não ser possível a correção dos estoques e as datas exatas de aquisição ou baixa de cada ativo, por exemplo.

Defende-se, a partir da análise empreendida, a mensuração dos ativos do setor elétrico brasileiro pelo custo histórico corrigido devido às evidências apresentadas ao longo desta tese, haja vista que ficou demonstrado que o CHC diminui o risco e as incertezas do investidor quanto ao retorno do capital investido, pois ele receberá o que realmente desembolsou na época do investimento atualizado monetariamente pelo IPCA (que é o índice oficial da inflação brasileira). Pelo método do valor novo de reposição, esse risco é inerente, pois os investimentos são remunerados pelo valor que será repostos, no momento do laudo de avaliação, o que poderá apresentar valores diversificados (a maior ou a menor) devido, principalmente, à volatilidade das commodities e ao avanço tecnológico.

Outro ponto que merece destaque é que, como já exposto ao longo deste estudo, os consumidores, pela aplicação do CHC, arcam com as despesas realmente desembolsadas pelo investidor e não por um montante que pode estar financiando os investimentos futuros, ou seja, as concessionárias podem estar sendo remuneradas por investimentos não realizados, expropriando os consumidores. E, ainda, pode ocorrer o inverso, se adotado o método do VNR, tendo em vista que o investidor pode receber alguém do que foi custeado, podendo ocorrer uma expropriação de riqueza pelo regulador e ausência de incentivos para novos empreendimentos.

Acredita-se, portanto, que a mensuração dos ativos pelo CHC é uma política pública justa para a fixação das tarifas com vistas a beneficiar as partes envolvidas.

6.1 Principais Contribuições

Algumas contribuições desta tese podem ser enumeradas:

- (i) Reflexão crítica acerca dos diversos métodos e abordagens de mensuração da base de remuneração dos ativos no setor elétrico brasileiro;
- (ii) Conclusão de que o preço de reposição tende a sempre trazer prejuízo para o consumidor e benefício ao investidor ou exatamente o inverso, dependendo da evolução desse preço face à inflação;
- (iii) Diagnóstico da metodologia atualmente empregada pelo regulador e levantamento das consequências da manutenção ou não do critério adotado;
- (iv) Síntese dos três processos de revisão tarifária periódica já ocorridos;
- (v) Apesar de já existirem estudos, também faz-se uma comparação e análise da contabilidade regulatória e da contabilidade societária após a convergência às normas internacionais de contabilidade;
- (vi) Redução da lacuna existente na literatura contábil não só quanto à mensuração dos ativos, mas também sobre a contabilidade aplicada à regulação de serviços públicos.
- (vii) Auxílio aos consumidores na compreensão da metodologia de revisão tarifária, seus componentes e o que estão ‘financiando’ para a efetiva prestação de serviços presente e futura;
- (viii) Colocação em evidência do impacto nas tarifas quando da utilização de diferentes índices de inflação.

REFERÊNCIAS⁷⁴

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. (s.d.). Fonte: www.aneel.gov.br.
- Andrade, M. M. (2010). Contabilização dos Contratos de Concessão. *Dissertação de Mestrado de Controladoria e Contabilidade. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto – FEARP/USP*. Ribeirão Preto, SP.
- Anuatti Neto, F., Pelin, E. P., & Peano, C. R. (2004). O Papel do Fator X na Regulação por Incentivos e a Consolidação com a Manutenção do Equilíbrio Econômico-Financeiro. . *Contribuição enviada para ANEEL referente à AP nº 43/2003. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE/USP)*. São Paulo , SP.
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE. (2010). *Contribuição Abradee para a Audiência Pública nº 121/10*. Fonte: Recuperado em 20 de janeiro de 2014, de http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/121/contribuicao/abradee_ap_121-2010.pdf
- Australian Competition & Consumer Commission - ACCC. (1998). *Victorian Gas Transmission Access Arrangements Final Decision*.
- Australian Competition & Consumer Commission - ACCC. (1999). *Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*.
- Averch, H., & Johnson, L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraints. *American Economic Review*, 52, pp. 1052-69.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDES. (2002). *Privatização no Brasil*. Fonte: Recuperado em 10 de janeiro de 2014, de http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/pnd/Priv_Gov.PDF
- Baran, A., Lakonishok, J., & Ofer, A. R. (1980). The Information Content of General Price Level Adjusted Earnings: Some Empirical Evidence. *The Accounting Review*, 15(1), pp. 22-35.

⁷⁴ De acordo com estilo APA – *American Psychological Association*.

Barbieri, G. (1996). Lucro Inflacionário e Fluxo de Caixa. *Caderno de Estudos nº 13*. Jan-Jun.

Beesley, M., & Littlechild, S. (1989). The regulation of privatized monopolies in the UK. *Rand Journal of Economics*, 20, pp. 454-472.

Bertram, G., & Twaddle, D. (2005). Price-Cost Margins and Profit Rates in New Zealand Electricity Distribution Networks Since 1994: the Cost of Light Handed Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 27(3), pp. 281-307.

Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (Autumn de 1982). Consistent Regulatory Policy under Uncertainty. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 13, n. 2, pp. 506-521.

Brennan, T. J., Palmer, K., & Martinez, S. (2002). Implementing Electricity Restructuring. *Environmental and Resource Economics*, 22, pp. 99-132.

Brugni, T. V., Rodrigues, A., Cruz, C. F., & Szuster, N. (jul/dez de 2012). IFRIC 12, ICPC 01 e Contabilidade Regulatória: Influências na Formação de Tarifas do Setor de Energia Elétrica. *Sociedade, Contabilidade e Gestão*, 7(2).

Brunéli, T. C. (1987). Os bancos comerciais sob o efeito da inflação - reflexo nas suas demonstrações contábeis: um estudo de caso. *Dissertação de Mestrado em Ciências Contábeis da Fundação Getúlio Vargas - ISEC*. Rio de Janeiro, RJ.

Cambini, C., & Rondi, L. (2010). Incentive regulation and investment: evidence from European Energy Utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 38, pp. 1-26.

Cambini, C., Croce, A., & Fumagalli, E. (June de 2013). Incentives in vain? The case of output-based regulation in electricity distribution. *2nd Conference on the Regulation of Infrastructure Industries*. Florence, Italy.

Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC. (07 de Dezembro de 2012). *Pronunciamento Técnico CPC 46: Mensuração a Valor Justo*. Fonte: Recuperado em 20 de janeiro de 2014, de <http://www.cpc.org.br>

Cuberos, F. L. (2008). Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras. *Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas*. São Paulo, SP.

- Davis-Friday, P. Y. (2001). Equity Valuation and Current Cost Disclosures: the Case of Mexico. *Journal of International Financial Management and Accounting*, 12(3), pp. 260-285.
- Dornelles, O. M., Macedo, M. Á., & Rodrigues, A. (2013). O Conservadorismo Contábil nas Demonstrações Contábeis Financeiras Societárias e Regulatórias das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica. *VII Congresso Anpcont*. Fortaleza, CE.
- Economic Insights. (2009). Asset valuation and productivity-based regulation taking account of sunk costs and financial capital maintenance. *Report by Erwin Diewert, Denis Lawrence and John Fallon*.
- Edwards, E. O., & Bell, P. W. (1961). *The theory and measurement of business income*. Berkeley, University of California.
- Elphick, C. (September de 1999). Bases of Regulatory Accounting - A Response to OFGEM and The ASB. *Centre for the Study of Regulated Industries*. London.
- Evans, L. T., & Guthrie, G. A. (2005). Risk, price regulation, and irreversible investment. *International Journal of Industrial Organization*, 23, pp. 109-128.
- Fávero, L. P., Belfiore, P., Silva, F. L., & Chan, B. L. (2009). *Análise de dados: modelagem multivariada para tomada de decisões*. Rio de Janeiro: Elsevier.
- Feitosa, A. (2002). Uma análise dos efeitos inflacionários sobre demonstrações contábeis de empresas brasileiras traduzidas para apresentação no exterior. *Dissertação de Mestrado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de São Paulo, FEA/SP. Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP.
- Ferreira, C. M. (2009). O equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica brasileiras nas demonstrações contábeis. *Dissertação de Mestrado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto/FEA-RP. Universidade de São Paulo*. Ribeirão Preto, SP.
- Foster, V., & Antmann, P. (2004). The Regulatory Challenge of Asset Valuation: A Case Study from the Brazilian Electricity Distribution Sector. *Energy Working Notes, World Bank*, pp. 1-11.

- Fugimoto, S. K. (2010). Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas. *Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP.
- Gabriel, F., Assaf Neto, A., & Corrar, L. J. (2003). O impacto do fim da correção monetária no Retorno do Patrimônio Líquido dos Bancos no Brasil. São Paulo, SP.
- Galvão, P. L. (2008). Análise Envoltória de Dados Aplicada ao Setor Brasileiro de Distribuição de Energia Elétrica. *Dissertação de Mestrado Profissinalizante em Administração da Faculdade de Economia e Finanças - IBMEC*. Rio de Janeiro, RJ.
- Giambiagi, F., & Além, A. C. (2011). *Finanças Públicas, Teoria e Prática no Brasil* (4ª ed.). Elsevier.
- Gomide, F. L. (2005). Desafios na definição da base de remuneração de ativos. *ANEEL*. Brasília.
- Gordon, E. A. (2001). Accounting for Changing Prices: The Value Relevance of Historical Cost, Price Level, and Replacement Cost Accounting in Mexico. *Journal of Accounting Research*, 39(1), pp. 177-200.
- Greenwald, B. (1980). Admissible Rate Bases, Fair Rates of Return and The Structure of Regulation. *The Journal of Finance*, pp. 359-368.
- Grout, P. A., & Jenkins, A. (2001). Regulatory Opportunism and Asset Valuation: Evidence from the US Supreme Court and UK Regulation. *CMPO Working Paper Series No. 01/38*, pp. 1-83.
- Grout, P. A., Jenkins, A., & Zalewska, A. (2001). Privatization of Utilities and the Asset Value Problem. *CMPO Working Paper Series n° 01/41*, 1-26. University of Bristol.
- Grout, P. A., Jenkins, A., & Zalewska, A. (2004). Privatisation of utilities and the asset value problem. *European Economic Review*, 48, pp. 927-941.
- Guthrie, G. A., Small, J. P., & Wright, J. (2006). Pricing Access: Forward-looking versus Backward-looking Cost Rules. Fonte: Recuperado em 20 de janeiro de 2014, de <http://profile.nus.edu.sg/fass/ecsjkdw/forward%20looking%20costs%20revised.pdf>.

Hendriksen, E. S., & Van Breda, M. F. (2007). *Teoria da Contabilidade* (1 ed.). (A. Z. Sanvicente, Trad.) São Paulo: Editora Atlas.

Iudícibus, S. (2010). *Teoria da Contabilidade* (10 ed.). São Paulo: Atlas.

Jamison, M. A. (2005). Rate of return: Regulation. *For the Encyclopedia of Energy and Technology*. Fonte: Recuperado em 01 de setembro de 2012, de http://warrington.ufl.edu/centers/purc/purcdocs/papers/0528_Jamison_Rate_of_Return.pdf

Jamison, M. A., Berg, S. V., Gasmi, F., & Távara, J. I. (2004). The Regulation of Utility Infrastructure and Services: an Annotated Reading List. *Working Paper*. Fonte: Recuperado em 10 de julho de 2013, de <http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/01/7094066/regulation-utility-infrastructure-services-annotated-reading-list>

Jarrel, G. A. (1979). Pro-Producer Regulation and Accounting for Assets. The Case of Electric Utilities. *Journal of Accounting and Economics*, pp. 93-116.

Johnstone, D. (2003). Replacement cost asset valuation and regulation of energy infrastructure tariffs. *Abacus*, 39(1), pp. 1-41.

King, G., Keohane, R. O., & Verba, S. (1994). *Designing Social Inquiry*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.

Kirkpatrick, C., Parker, D., & Zhang, Y.-F. (2005). Price and Profit Regulation in Developing and Transition Economies: a survey of the regulators. *Public Money & Management*, pp. 99-105.

Leftwich, R. (1980). Market Failure Fallacies and Accounting Information. 2(3), pp. 193-211.

Lei n. 9.249, de 26 de dezembro de 1995. (1995, 26 de dezembro). Fonte: Recuperado em 20 de janeiro de 2014, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19249.htm

Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (2013, 11 de janeiro). Fonte: Recuperado em 30 de janeiro de 2014, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm

Leon, N. (1998). *Uma síntese do processo de privatização da distribuição de energia*

elétrica. Fonte: Recuperado em 02 de setembro de 2013, de www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/leon.doc.

- Losekann, L. D. (2003). Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência. *Tese de Doutorado, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ*. Rio de Janeiro, RJ.
- Macieira, L. d. (2006). Risco Moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das Distribuidoras de Energia Elétrica. *Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Administração da Universidade de Brasília*. Brasília, DF.
- Martins, E. (1972). Contribuição à Avaliação do Ativo Intangível. *Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP, Brasil.
- Martins, E. (1982). O significado da correção monetária patrimonial. *Temática Contábil e Balanços, Boletim IOB*, 3/82.
- Martins, E. (1984). Análise da correção monetária das demonstrações financeiras - implicações no lucro e na alavancagem financeira. 2ed. Atlas, SP.
- Martins, E. (1984). Contabilidade e Inflação - como entender um pouco mais. *Temática Contábil e Balanços - Boletim IOB*. 22/84 p.251.
- Martins, E. (1985). Correção Integral de Balanço - Price Level Accounting. *Revista da CVM*. Revista da CVM. Rio de Janeiro, v. 3 n. 7, jan-jun.
- Martins, E. (julho/dezembro de 2000). Avaliação de Empresas: da Mensuração Contábil à Econômica. *Cadernos de Estudos, FIECAFI*, 13(24), pp. 28-37.
- Martins, E. (2001). *Avaliação de empresas: da mensuração contábil à econômica*. São Paulo: Atlas.
- Martins, E. (2002). A posição do Conselho Federal de Contabilidade com relação à atualização monetária dos balanços: decepção! *Boletim IOB - Temática Contábil e Balanços*.
- Martins, E. (2004). Um pouco da história dos Juros Sobre o Capital Próprio. *Caderno Temática Contábil IOB*, 49.

- Martins, E. A. (2012). Pesquisa Contábil Brasileira: uma análise filosófica. *Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP, Brasil.
- Martins, E., Salotti, B., Amaral, J. V., Nagai, C., & Melo, S. (2012). Demonstrações Contábeis sem Efeitos Inflacionários: Uma Abordagem Relativa às Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica. *Contabilidade, Gestão e Governança*, 15(2), pp. 21-35.
- Myers, S. C. (1972). The application of finance theory to public utility rate cases. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, pp. 58-97.
- National Association of Regulatory Utility Commission - NARUC. (2000). *Performance-Based Regulation For Distribution Utilities*. The Regulatory Assistance Project, Washington D.C.
- Pardina, M. R., Rapti, R. S., & Groom, E. (2008). *Accounting for Infrastructure Regulation: An Introduction*. Washington, DC: World Bank.
- Peano, C. R. (2005). Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL. *Dissertação de Mestrado, Programa Interunidade de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP.
- Pedell, B. (2006). *Regulatory Risk and the Cost of Capital: determinants and implication for rate regulation*. Springer.
- Pedrosa, P. (2005). Desafios da Regulação do Setor Elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos. *ANEEL*. Brasília, DF.
- Petrov, K., Ajodhia, V., Grote, D., & Resnjanskij, D. (2010). Regulatory Incentives for Investments in Electricity Networks. *Third Annual Conference on Competition and Regulation*. Residence Palace, Brussels.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2010). *Microeconomia* (7 ed.). (E. Prado, T. Guimarães, & L. d. Teixeira, Trans.) São Paulo: Pearson Education do Brasil.
- Pires, J. L., & Piccinini, M. S. (1998). Mecanismo de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. *Textos para Discussão*.

Rio de Janeiro, RJ.

Pohlmann, M. C. (2007). *Análise de Conglomerados*. In: CORRAR, L. J.; EDÍLSON, P.; DIAS FILHO, J. M. (Orgs.). *Análise Multivariada*. São Paulo: Atlas.

Ramos, V. A. (2003). Aspectos Conceituais e Metodológicos do Atual Regime Tarifário e o Equilíbrio Econômico e Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica. *Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, RS.

Rogerson, W. P. (2011). On the Relationship Between Historic Cost, Forward Looking Cost and Long Run Marginal Cost. *Review of Network Economics*, 10(2).

Salotti, B. M., Lima, G. S., Corrar, J. L., Yamamoto, M. M., & Malacrida, M. C. (2006). Um estudo empírico sobre o fim da correção monetária integral e seu impacto na análise das demonstrações contábeis: uma análise setorial. *UnB Contábil*, 9(2).

Santana Júnior, S. C. (2004). Dissertação de Mestrado Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina. *A Importância do Papel Institucional de uma Agência Reguladora no Desenvolvimento da Indústria de Energia Elétrica no Brasil*. Florianópolis, SC.

Santos, A. (2002). Pior que Decepção! Dá para entender os resultados publicados pelas empresas?. IOB - Temática Contábil e Balanços, São Paulo, p. 1 - 7.

Santos, A. (2001). Avaliação da Falta de Reconhecimento dos Efeitos Inflacionários no Brasil no Período de 1966-2000. (1ª Parte). *Boletim IOB*, v. 27.

Santos, A. (2001). Avaliação da Falta de Reconhecimento dos Efeitos Inflacionários no Brasil no Período de 1966-2000. (2ª Parte). *Boletim IOB*, v. 28.

Santos, A.; Barbieri, G. (1990). Os bancos ganham ou não com a Inflação? *Boletim IOB - Temática Contábil e Balanços*, p. 168-169.

Savedoff, W. D., & Spiller, P. T. (1999). Spilled water: institutional commitment in the provision of water services. *Inter-American Development Bank, Washington DC*.

Scalzer, R. S. (2010). A Adoção do ICPC 01 e os Impactos Financeiros nas Demonstrações Contábeis: um estudo de caso na Light S.E.S.A. *Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Administração do Programa de Pós-Graduação e Pesquisa em*

Administração e Economia da Faculdade de Economia e Finanças IBMEC. Rio de Janeiro, RJ.

Seroa da Motta, R. (2009). Princípios de Regulação Econômica. *Regulação e Agências Reguladoras: governança e análise de impacto regulatório* / Pedro Ivo Sebba Ramalho (Org.) . Brasília, DF.

Silva , R. O. (2013). Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil: a situação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados . *Dissertação de Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação da Universidade de Brasília - UNG*. Brasília, DF.

Small, J. P., & Ergas, H. (1999). The Rental Cost of Sunk and Regulated Capital. *Working Paper. Department of Economics, Auckland University*. Auckland, New Zealand.

Souza, J. Â. (2004). Para entender os índices de preços uma visão moderna. *Revista de Economia Mackenzie*, 2(2), pp. 141-168.

Spence, C. (2004). The regulation of energy utilities based on depreciated optimised replacement cost (DORC), valuation of assets. *PhD thesis, Departamenting of Accounting and Finance, University of Wollongong*. Wollongong, New South Wales, Australia. Fonte: <http://ro.uow.edu.au/theses/216>

Suzart, J. A., Souza, V. R., Carvalho, A. S., Riva, P. D., & Martins, E. (2012). Informações societárias versus informações regulatórias: uma análise da relevância da informação contábil no contexto das concessionárias brasileiras do setor elétrico. *Anais do Congresso USP de Controladoria e Contabilidade*. São Paulo, SP, Brasil.

Szuster, N. (1985). Análise do lucro passível de distribuição: uma abordagem reconhecendo a manutenção do capital da empresa. *Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP, Brasil.

Tahvanainen, K., Honkapuro, S., Partanen, J., & Viljainen, S. (2012). Experiences of modern rate of return regulation in Finland. *Utilities Policy*, 21, pp. 32-39.

Tancini, G. R. (2013). Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil. *Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo*. São Paulo , SP, Brasil.

- Teixeira, D. (2005). Regulators' challenge in the price ceiling – the valuation of regulatory assets in the Brazil's electricity ratemaking. *Working Paper, The George Washington University*, pp. 1-37.
- Tozzini, S. (2006). As consequências da Regulação Econômica sobre as Estratégias Empresariais das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Brasil. *Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP.
- Wanderley, C. A., Cullen, J., & Tsamenyi, M. (2011). Privatization and Electricity Sector Reforms in Brazil: accounting perspective. *Journal of Accounting in Emerging Economies*, Vol. 1(1), pp. 53-75.

APÊNDICES

APÊNDICE A - Datas das revisões tarifárias e periodicidade

Empresa	Sigla	Período	1ª Revisão	2ª Revisão	3ª Revisão	4ª Revisão
		(anos)				
AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia	AES SUL	5	19/04/2003	19/04/2008	19/04/2013	19/04/2018
Amazonas Distribuidora de Energia	Adesa	4	01/11/2005	01/11/2009	01/11/2013	01/11/2017
Ampla Energia e Serviços S/A	Ampla*	5	09/12/2003	15/03/2009	15/03/2014	15/03/2019
Bandeirante Energia S/A	Bandeirante	4	23/10/2003	23/10/2007	23/10/2011	23/10/2015
Boa Vista Energia S/A	Boa Vista	4	01/11/2005	01/11/2009	01/11/2013	01/11/2017
Caiuá Distribuição de Energia S/A	Caiuá*	4	03/02/2004	10/05/2008	10/05/2012	10/05/2016
CEB Distribuição S/A	CEB Dis	4	26/08/2004	26/08/2008	26/08/2012	26/08/2016
CEMIG Distribuição S/A	CEMIG - D	5	08/04/2003	08/04/2008	08/04/2013	08/04/2018
Centrais Elétrica Matogrossenses S/A	CEMAT	5	08/04/2003	08/04/2008	08/04/2013	08/04/2018
Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Eletrocar	4	29/06/2005	29/06/2009	29/06/2013	29/06/2017
Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Ceron	4	30/11/2005	30/11/2009	30/11/2013	30/11/2017
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	Celesc	4	07/08/2004	07/08/2008	07/08/2012	07/08/2016
Centrais Elétricas do Pará S/A	Celpe	4	07/08/2003	07/08/2007	07/08/2011	07/08/2015
Companhia Campolarguense de Energia	Cocel*	4	30/03/2004	24/06/2008	24/06/2012	24/06/2016
Companhia de Eletricidade do Acre	Eletroacre	4	30/11/2005	30/11/2009	30/11/2013	30/11/2017
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Coelba	5	22/04/2003	22/04/2008	22/04/2013	22/04/2018
Companhia Energética de Alagoas	Coel	4	28/08/2005	28/08/2009	28/08/2013	28/08/2017
Companhia Energética de Goiás	Celg	4	12/09/2005	12/09/2009	12/09/2013	12/09/2017
Companhia Energética de Pernambuco	Celpe	4	29/04/2005	29/04/2009	29/04/2013	29/04/2017
Companhia Energética do Ceará	Coelce	4	22/04/2003	22/04/2007	22/04/2011	22/04/2015
Companhia Energética do Maranhão	Cemar	4	28/08/2005	28/08/2009	28/08/2013	28/08/2017
Companhia Energética do Piauí	Cepisa	4	28/08/2005	28/08/2009	28/08/2013	28/08/2017
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Cosem	5	22/04/2003	22/04/2008	22/04/2013	22/04/2018
Companhia Energia Elétrica do Estdo de Tocantins	Celtins	4	04/07/2004	04/07/2008	04/07/2012	04/07/2016
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE	4	25/10/2004	25/10/2008	25/10/2012	25/10/2016
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO*	4	03/02/2004	29/06/2008	29/06/2012	29/06/2016
Companhia Hidroelétrica São Patrício	Chesp	4	12/09/2004	12/09/2008	12/09/2012	12/09/2016
Companhia Jaguarí de Energia Elétrica	CPFL Jaguarí	4	03/02/2004	03/02/2008	03/02/2012	03/02/2016
Companhia Luz e Força Mococa	CPFL Mococa	4	03/02/2004	03/02/2008	03/02/2012	03/02/2016
Companhia Luz e Força Santa Cruz	CPFL Santa Cruz	4	03/02/2004	03/02/2008	03/02/2012	03/02/2016
Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE*	4	03/02/2004	10/05/2008	10/05/2012	10/05/2016
Companhia Leste Paulista de Energia	CPFL Leste	4	03/02/2004	03/02/2008	03/02/2012	03/02/2012
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL Paulista	5	08/04/2003	08/04/2008	08/04/2013	08/04/2018
Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL Piratininga	4	23/10/2003	23/10/2007	23/10/2011	23/10/2015
Companhia Sul Paulista de Energia	CPFL Sul Paulista	4	03/02/2004	03/02/2008	03/02/2012	03/02/2016
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	Sulpipe	4	14/12/2004	14/12/2008	14/12/2012	14/12/2016
Cooperativa Aliança	Cooperaliança*	4	15/03/2005	14/08/2009	14/08/2013	14/08/2017
Copel Distribuição S/A	Copel Dis	4	24/06/2004	24/06/2008	24/06/2012	24/06/2016
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	DMEPC	4	28/06/2004	28/06/2008	28/10/2011	28/10/2015
Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Demei	4	29/06/2005	29/06/2009	29/06/2013	29/06/2017

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Sigla	Período	1ª Revisão	2ª Revisão	3ª Revisão	4ª Revisão
		(anos)				
Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Elektro	4	27/08/2003	27/08/2007	27/08/2011	27/08/2015
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	Eletropaulo	4	04/07/2003	04/07/2007	04/07/2011	04/07/2015
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	EDEVP	4	10/05/2004	10/05/2008	10/05/2012	10/05/2016
Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB*	4	03/02/2004	10/05/2008	10/05/2012	10/05/2016
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	Enersul	5	08/04/2003	08/04/2008	08/04/2013	08/04/2018
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	EFLJC	4	30/03/2004	30/03/2008	14/08/2012	14/08/2016
Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	EFLUL	4	30/03/2004	30/03/2008	14/08/2012	14/08/2016
Empresa Luz e Força Santa Maria	ELFSM	4	07/02/2004	07/02/2008	07/02/2012	15/08/2016
Energisa Borborema	EBO	4	04/02/2005	04/02/2009	04/02/2013	04/02/2017
Energisa Minas Gerais	EMG	4	18/06/2004	18/06/2008	18/06/2012	18/06/2016
Energisa Nova Friburgo	ENF	4	18/06/2004	18/06/2008	18/06/2012	18/06/2016
Energisa Paraíba	EPB	4	28/08/2005	28/08/2009	28/08/2013	28/08/2017
Energisa Sergipe	ESE	5	22/04/2003	22/04/2008	22/04/2013	22/04/2018
Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	Forcel	4	26/08/2004	26/08/2008	26/08/2012	26/08/2016
Hidroelétrica Panambi S/A	Hidropan	4	29/06/2005	29/06/2009	29/06/2013	29/06/2017
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	Ienergia	4	07/08/2004	07/08/2008	07/08/2012	07/08/2016
Light Serviços de Eletricidade S/A	Light	5	07/11/2003	07/11/2008	07/11/2013	07/11/2018
Muxfeldt Marin & Cia. Ltda.	MUX Energia	4	29/06/2005	29/06/2009	29/06/2013	29/06/2017
Rio Grande de Energia S/A	RGE	5	19/04/2003	19/04/2008	19/04/2013	19/04/2018
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	Uhenpal*	4	12/12/2004	19/04/2009	19/04/2013	19/04/2017

*Datas alteradas para a segunda revisão tarifária

APÊNDICE B - Relação das 52 empresas distribuidoras

Empresa	Sigla	Empresa	Sigla
AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia	AES SUL	Companhia Jaguarí de Energia Elétrica	CPFL Jaguarí
Amazonas Distribuidora de Energia	Adesa	Companhia Luz e Força Mococa	CPFL Mococa
Ampla Energia e Serviços S/A	Ampla*	Companhia Luz e Força Santa Cruz	CPFL Santa Cruz
Bandeirante Energia S/A	Bandeirante	Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE*
Boa Vista Energia S/A	Boa Vista	Companhia Leste Paulista de Energia	CPFL Leste
Caiuá Distribuição de Energia S/A	Caiuá*	Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL Paulista
CEB Distribuição S/A	CEB Dis	Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL Piratininga
CEMIG Distribuição S/A	CEMIG - D	Companhia Sul Paulista de Energia	CPFL Sul Paulista
Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Eletrocar	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	Sulgipe
Centrais Elétricas Matogrossenses	Cemat	Copel Distribuição S/A	Copel Dis
Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Ceron	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Demei
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	Celesc	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Elektro
Centrais Elétricas do Pará S/A	Celpa	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	Eletropaulo
Companhia Campolarguense de Energia	Cocel*	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	EDEVP
Companhia de Eletricidade do Acre	Eletroacre	Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB
Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	Enersul
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Coelba	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	EFLJC
Companhia Energética de Alagoas	Ceal	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	EFLUL
Companhia Energética de Goiás	Celg	Empresa Luz e Força Santa Maria	ELFSM
Companhia Energética de Pernambuco	Celpe	Energisa Minas Gerais	EMG
Companhia Energética do Ceará	Coelce	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A	Escelsa
Companhia Energética do Maranhão	Cemar	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	Ienergia
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Cosern	Light Serviços de Eletricidade S/A	Light
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE-D	Muxfeldt Marin & Cia. Ltda.	MUX Energia
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO*	Rio Grande de Energia S/A	RGE
Companhia Hidroelétrica São Patrício	Chesp	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	Uhenpal

APÊNDICE C – Base de Remuneração Regulatória das 44 empresas

Nota Técnica nº 108/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
AES SUL	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.185.710	2.659.949	1.508.251
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.751	4.565	2.588
(3) Obrigações Especiais Bruta	103.944	126.497	71.727
(4) Bens Totalmente Depreciados	157.423	191.579	108.630
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.920.592	2.337.308	1.325.306
(6) Depreciação Acumulada	1.217.649	1.481.845	840.240
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	968.061	1.178.104	668.011
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.751	4.565	2.588
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	964.310	1.173.539	665.423
(10) Almoxarifado em Operação	742	742	742
(11) Ativo Diferido	45	45	45
(12) Terrenos e Servidões	22.073	22.073	22.073
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	883.226	1.069.902	616.556
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	13.355	13.355	13.355
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.066	1.066	1.066
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	12.289	12.289	12.289
(17) Taxa de Depreciação	4,47%	4,47%	4,47%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	85.850	104.478	59.241
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	132.126	160.269	91.924

Nota Técnica nº 72/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
AMPLA	2009-2014	2009-2014	2009-2014
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.877.603	5.654.552	3.676.489
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.521	6.400	4.161
(3) Obrigações Especiais Bruta	338.360	392.257	255.039
(4) Bens Totalmente Depreciados	181.707	210.651	136.961
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	4.352.015	5.045.244	3.280.328
(6) Depreciação Acumulada	1.640.508	1.901.823	1.236.531
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	3.237.095	3.752.729	2.439.958
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.521	6.400	4.161
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	3.231.574	3.746.329	2.435.796
(10) Almoxarifado em Operação	5.039	5.039	5.039
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	68.454	68.454	68.454
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	2.966.707	3.427.564	2.254.251
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	21.300	21.300	21.300
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	2.166	2.166	2.166
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	19.134	19.134	19.134
(17) Taxa de Depreciação	4,43%	4,43%	4,43%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	192.794	223.504	145.319
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	445.655	515.133	338.247

Nota Técnica nº 326/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
BANDEIRANTE	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.991.127	3.463.373	1.964.831
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.013	11.594	6.577
(3) Obrigações Especiais Bruta	248.806	288.088	163.437
(4) Bens Totalmente Depreciados	378.164	437.869	248.411
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.354.144	2.725.822	1.546.405
(6) Depreciação Acumulada	1.579.821	1.829.247	1.037.763
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.411.306	1.634.126	927.068
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	10.013	11.594	6.577
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.401.293	1.622.532	920.490
(10) Almoxarifado em Operação	1.466	1.466	1.466
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	67.340	67.340	67.340
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.221.293	1.403.250	825.859
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	12.348	12.348	12.348
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	985	985	985
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	11.363	11.363	11.363
(17) Taxa de Depreciação	4,58%	4,58%	4,58%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	107.820	124.843	70.825
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	183.170	210.601	123.555

Nota Técnica nº 229/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
CELPA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.893.415	2.475.578	1.295.766
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	224.171	293.096	153.412
(4) Bens Totalmente Depreciados	161.772	211.512	110.709
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.507.472	1.970.970	1.031.644
(6) Depreciação Acumulada	804.879	1.052.353	550.822
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.088.536	1.423.225	744.944
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.088.536	1.423.225	744.944
(10) Almoxarifado em Operação	6.713	6.713	6.713
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	17.560	17.560	17.560
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	888.638	1.154.402	615.805
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	17.295	17.295	17.295
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	633	633	633
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	16.662	16.662	16.662
(17) Taxa de Depreciação	4,14%	4,14%	4,14%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	62.409	81.598	42.710
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	132.577	172.643	91.445

Nota Técnica nº 150/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
CELPE	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.684.304	3.997.065	2.415.803
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.636	10.454	6.318
(3) Obrigações Especiais Bruta	229.223	248.682	150.302
(4) Bens Totalmente Depreciados	398.629	432.469	261.382
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.046.816	3.305.461	1.997.801
(6) Depreciação Acumulada	1.710.301	1.855.489	1.121.447
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.974.003	2.141.576	1.294.356
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.590	10.404	6.288
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.964.413	2.131.172	1.288.068
(10) Almoxarifado em Operação	4.300	4.300	4.300
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	16.315	16.315	16.315
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.755.805	1.903.105	1.158.381
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	99.373	99.373	99.373
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	11.997	11.997	11.997
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	87.376	87.376	87.376
(17) Taxa de Depreciação	4,86%	4,86%	4,86%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	147.944	160.503	97.007
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	257.400	279.607	167.334

Nota Técnica nº 93/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CEMIG-D	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	17.509.554	10.691.503	9.718.650
(2) Índice de Aproveitamento Integral	24.881	15.193	13.810
(3) Obrigações Especiais Bruta	4.081.383	2.492.132	2.265.365
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.346.720	822.320	747.495
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	12.056.570	7.361.858	6.691.980
(6) Depreciação Acumulada	8.787.799	5.365.915	4.877.654
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	8.721.755	5.325.588	4.840.996
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	24.881	15.193	13.810
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	8.696.874	5.310.395	4.827.186
(10) Almoxarifado em Operação	11.162	11.162	11.162
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	37.872	37.872	37.872
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	4.664.525	2.867.297	2.610.855
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	306.379	306.379	306.379
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	18.852	18.852	18.852
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	287.527	287.527	287.527
(17) Taxa de Depreciação	4,66%	4,66%	4,66%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	561.836	343.063	311.846
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	679.187	408.242	369.581

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
CEPISA	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.201.474	908.832	663.568
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.457	4.128	3.014
(3) Obrigações Especiais Bruta	180.993	136.909	99.962
(4) Bens Totalmente Depreciados	342.984	259.444	189.428
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	672.040	508.352	371.164
(6) Depreciação Acumulada	682.489	516.256	376.935
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	518.985	392.576	286.633
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.552	2.687	1.962
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	515.433	389.889	284.671
(10) Almoxarifado em Operação	4.245	4.245	4.245
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	1.966	1.966	1.966
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	340.651	259.192	190.921
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	21.756	21.756	21.756
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	997	997	997
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	20.759	20.759	20.759
(17) Taxa de Depreciação	4,45%	4,45%	4,45%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	29.906	22.622	16.517
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	49.621	37.341	27.048

Nota Técnica nº 379/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
CERON	2009-2012	2009-2012	2009-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	759.346	714.824	513.846
(2) Índice de Aproveitamento Integral	19.763	18.604	13.374
(3) Obrigações Especiais Bruta	123.474	116.234	83.554
(4) Bens Totalmente Depreciados	45.909	43.217	31.066
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	570.200	536.768	385.852
(6) Depreciação Acumulada	309.610	291.457	209.512
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	449.736	423.367	304.334
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	19.763	18.604	13.374
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	429.973	404.763	290.961
(10) Almoxarifado em Operação	7.006	7.006	7.006
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	2.344	2.344	2.344
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	315.849	297.878	216.756
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	7.376	7.376	7.376
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	819	819	819
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	6.557	6.557	6.557
(17) Taxa de Depreciação	4,16%	4,16%	4,16%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	23.720	22.330	16.051
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	47.069	44.360	32.130

Nota Técnica nº115/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
COELBA	2010-2012	2010-2012	2010-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	8.147.788	7.665.948	4.682.503
(2) Índice de Aproveitamento Integral	44.906	42.250	25.807
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.638.814	1.541.899	941.820
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.263.652	1.188.923	726.216
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	5.200.416	4.892.876	2.988.659
(6) Depreciação Acumulada	3.779.307	3.555.808	2.171.953
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	4.368.481	4.110.140	2.510.550
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	73.344	69.007	42.151
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	4.295.137	4.041.133	2.468.399
(10) Almoxarifado em Operação	6.112	6.112	6.112
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	83.695	83.695	83.695
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	2.746.130	2.589.042	1.616.386
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	48.311	48.311	48.311
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	4.138	4.138	4.138
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	44.173	44.173	44.173
(17) Taxa de Depreciação	4,56%	4,56%	4,56%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	237.139	223.115	136.283
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	410.309	386.627	239.991

Nota Técnica nº 184/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
COPEL-D	2008-2011	2008-2011	2008-2011
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	9.335.168	6.889.505	4.462.250
(2) Índice de Aproveitamento Integral	223.965	165.290	107.056
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.658.592	1.224.068	792.814
(4) Bens Totalmente Depreciados	752.079	555.046	359.497
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	6.700.532	4.945.101	3.202.883
(6) Depreciação Acumulada	5.680.682	4.192.435	2.715.390
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	3.654.486	2.697.070	1.746.860
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	223.966	165.291	107.057
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	3.430.520	2.531.779	1.639.803
(10) Almoxarifado em Operação	33.199	33.199	33.199
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	115.603	115.603	115.603
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.920.730	1.456.514	995.791
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	60.418	60.418	60.418
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	3.577	3.577	3.577
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	56.841	56.841	56.841
(17) Taxa de Depreciação	4,49%	4,49%	4,49%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	300.854	222.035	143.809
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	284.815	214.831	145.374

Nota Técnica nº 125/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
COSERN	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.487.035	1.345.792	796.436
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.538	5.012	2.966
(3) Obrigações Especiais Bruta	218.274	197.542	116.905
(4) Bens Totalmente Depreciados	103.934	94.062	55.666
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.159.289	1.049.176	620.900
(6) Depreciação Acumulada	680.477	615.843	364.454
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	806.558	729.949	431.982
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.074	4.592	2.718
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	801.484	725.357	429.264
(10) Almoxarifado em Operação	1.353	1.353	1.353
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	8.523	8.523	8.523
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	593.086	537.691	322.235
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	19.057	19.057	19.057
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.521	1.521	1.521
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	17.536	17.536	17.536
(17) Taxa de Depreciação	4,57%	4,57%	4,57%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	52.980	47.947	28.375
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	87.947	79.596	47.114

Nota Técnica nº 88/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CPFL PAULISTA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	7.414.586	7.759.403	4.064.724
(2) Índice de Aproveitamento Integral	39.975	41.834	21.915
(3) Obrigações Especiais Bruta	883.775	924.875	484.491
(4) Bens Totalmente Depreciados	949.926	994.103	520.756
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	5.540.910	5.798.591	3.037.563
(6) Depreciação Acumulada	4.272.000	4.470.670	2.341.938
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	3.142.586	3.288.733	1.722.786
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	39.734	41.582	21.782
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	3.102.852	3.247.151	1.701.004
(10) Almoxarifado em Operação	4.171	4.171	4.171
(11) Ativo Diferido	4766	4766	4766
(12) Terrenos e Servidões	102.286	102.286	102.286
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	2.330.300	2.433.499	1.327.735
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	12.363	12.363	12.363
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.290	1.290	1.290
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	11.073	11.073	11.073
(17) Taxa de Depreciação	4,55%	4,55%	4,55%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	252.111	263.836	138.209
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	350.385	365.943	199.241

Nota Técnica nº 327/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
CPFL PIRATININGA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.416.479	2.185.464	1.523.249
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.697	3.344	2.330
(3) Obrigações Especiais Bruta	238.139	215.373	150.113
(4) Bens Totalmente Depreciados	182.062	164.657	114.764
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.992.581	1.802.091	1.256.041
(6) Depreciação Acumulada	1.216.836	1.100.507	767.043
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.199.643	1.084.957	756.206
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.697	3.344	2.330
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.195.946	1.081.614	753.875
(10) Almoxarifado em Operação	1.344	1.344	1.344
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	65.875	65.875	65.875
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.025.026	933.460	670.981
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	2.570	2.570	2.570
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	215	215	215
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	2.355	2.355	2.355
(17) Taxa de Depreciação	4,07%	4,07%	4,07%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	81.098	73.345	51.121
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	154.334	140.529	100.959

Nota Técnica nº 267/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
ELEKTRO	2007-2011	2007-2011	2007-2011
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.644.030	4.380.509	2.466.286
(2) Índice de Aproveitamento Integral	34.275	32.330	18.202
(3) Obrigações Especiais Bruta	504.090	475.486	267.705
(4) Bens Totalmente Depreciados	203.442	191.898	108.041
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.902.223	3.680.795	2.072.338
(6) Depreciação Acumulada	2.389.518	2.253.927	1.268.992
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	2.254.512	2.126.582	1.197.294
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	34.098	32.163	18.108
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	2.220.414	2.094.419	1.179.186
(10) Almoxarifado em Operação	3.321	3.321	3.321
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	69.160	69.160	69.160
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.788.805	1.691.414	983.962
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	17.673	17.673	17.673
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.013	1.013	1.013
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	16.660	16.660	16.660
(17) Taxa de Depreciação	4,63%	4,63%	4,63%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	180.673	170.421	95.949
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	268.284	253.601	146.948

Nota Técnica nº 381/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ELETROACRE	2009-2012	2009-2012	2009-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	413.715	344.347	272.813
(2) Índice de Aproveitamento Integral	245	204	162
(3) Obrigações Especiais Bruta	110.918	92.320	73.142
(4) Bens Totalmente Depreciados	6.082	5.062	4.011
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	296.470	246.761	195.499
(6) Depreciação Acumulada	132.714	110.462	87.515
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	281.001	233.885	185.298
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	245	204	162
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	280.756	233.681	185.137
(10) Almoxarifado em Operação	1.031	1.031	1.031
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	753	753	753
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	171.622	143.145	113.779
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	0	0	0
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	0	0	0
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	0	0	0
(17) Taxa de Depreciação	4,01%	4,01%	4,01%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	11.888	9.895	7.840
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	25.873	21.580	17.153

Nota Técnica nº 286/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ELETROBRÁS- ALAGOAS	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.156.199	933.530	688.272
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.694	8.634	6.366
(3) Obrigações Especiais Bruta	223.948	180.819	133.314
(4) Bens Totalmente Depreciados	64.888	52.391	38.627
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	856.669	691.686	509.965
(6) Depreciação Acumulada	547.634	442.167	326.000
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	608.565	491.363	362.272
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	10.654	8.602	6.342
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	597.911	482.761	355.930
(10) Almoxarifado em Operação	3.371	3.371	3.371
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	3.552	3.552	3.552
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	380.886	308.866	229.539
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	25.588	25.588	25.588
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	2.300	2.300	2.300
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	23.288	23.288	23.288
(17) Taxa de Depreciação	4,51%	4,63%	4,63%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	38.636	32.025	23.611
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	55.476	44.618	32.659

Nota Técnica nº 201/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
ELETROPAULO	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	13.106.067	15.440.498	7.749.018
(2) Índice de Aproveitamento Integral	138.462	163.125	81.866
(3) Obrigações Especiais Bruta	882.724	1.039.953	521.914
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.204.947	1.419.570	712.430
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	10.879.934	12.817.850	6.432.807
(6) Depreciação Acumulada	7.545.924	8.889.992	4.461.560
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	5.560.143	6.550.506	3.287.458
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	138.245	162.869	81.738
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	5.421.898	6.387.638	3.205.720
(10) Almoxarifado em Operação	30.231	30.231	30.231
(11) Ativo Diferido	2443	2443	2443
(12) Terrenos e Servidões	250.286	250.286	250.286
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	4.822.134	5.630.644	2.966.766
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT		0	0
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT		0	0
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	0	0	0
(17) Taxa de Depreciação	4,32%	4,32%	4,32%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	470.013	553.731	277.897
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	726.973	848.862	447.262

Nota Técnica nº 179/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
ENERGISA MG	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	672.766	710.788	372.443
(2) Índice de Aproveitamento Integral	4.081	4.312	2.259
(3) Obrigações Especiais Bruta	190.798	201.581	105.626
(4) Bens Totalmente Depreciados	71.690	75.742	39.688
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	406.197	429.154	224.871
(6) Depreciação Acumulada	314.608	332.388	174.167
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	358.158	378.400	198.276
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	4.081	4.312	2.259
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	354.077	374.088	196.017
(10) Almoxarifado em Operação	249	249	249
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	3.192	3.192	3.192
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	166.720	175.948	93.832
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	13.813	13.813	13.813
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	832	832	832
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	12.981	12.981	12.981
(17) Taxa de Depreciação	4,69%	4,69%	4,69%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	19.051	20.127	10.546
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	24.050	25.441	13.061

Nota Técnica nº 166/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
ENERGISA NOVA FRIBURGO	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	144.893	121.235	78.838
(2) Índice de Aproveitamento Integral	1.519	1.271	827
(3) Obrigações Especiais Bruta	9.083	7.600	4.942
(4) Bens Totalmente Depreciados	12.162	10.176	6.617
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	122.129	102.188	66.452
(6) Depreciação Acumulada	61.887	51.782	33.673
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	83.006	69.453	45.165
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	83.006	69.453	45.165
(10) Almoxarifado em Operação	70	70	70
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	1.858	1.858	1.858
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	74.332	63.781	42.150
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	996	996	996
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	83	83	83
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	913	913	913
(17) Taxa de Depreciação	4,38%	4,38%	4,38%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	5.349	4.476	2.911
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	11.130	9.539	6.278

Nota Técnica nº 103/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
ENERGISA SERGIPE	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	777.416	736.024	508.131
(2) Índice de Aproveitamento Integral	4.078	3.861	2.665
(3) Obrigações Especiais Bruta	121.373	114.911	79.331
(4) Bens Totalmente Depreciados	45.716	43.282	29.881
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	606.249	573.970	396.254
(6) Depreciação Acumulada	331.804	314.138	216.872
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	445.612	421.886	291.259
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.813	3.610	2.492
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	441.799	418.276	288.767
(10) Almoxarifado em Operação	318	318	318
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	4.071	4.071	4.071
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	324.815	307.755	213.824
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	6.446	6.446	6.446
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	476	476	476
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	5.970	5.970	5.970
(17) Taxa de Depreciação	4,75%	4,75%	4,75%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	28.797	27.264	18.822
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	48.469	45.897	31.737

Nota Técnica nº 97/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
ENERSUL	2008-2012	2008-2012	2008-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.106.142	2.729.424	1.676.265
(2) Índice de Aproveitamento Integral	6.187	8.018	4.924
(3) Obrigações Especiais Bruta	308.093	399.269	245.209
(4) Bens Totalmente Depreciados	349.130	452.450	277.870
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.442.732	1.869.687	1.148.261
(6) Depreciação Acumulada	967.763	1.254.158	770.236
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.138.379	1.475.266	906.029
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	6.187	8.018	4.924
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.132.192	1.467.248	901.104
(10) Almoxarifado em Operação	1.467	1.467	1.467
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	3.925	3.925	3.925
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	829.491	1.073.371	661.287
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	49.228	49.228	49.228
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	2.787	2.787	2.787
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	46.441	46.441	46.441
(17) Taxa de Depreciação	4,21%	4,21%	4,21%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	60.739	78.714	48.342
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	121.172	157.938	95.814

Nota Técnica nº244/2010-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	5ª REVISÃO CHC 31/12/2009	CH 31/12/2009
ESCELSA	2010-2012	2010-2012	2010-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.018.030	3.324.398	1.833.706
(2) Índice de Aproveitamento Integral	34.521	38.025	20.974
(3) Obrigações Especiais Bruta	281.615	310.202	171.105
(4) Bens Totalmente Depreciados	300.143	330.611	182.362
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.401.751	2.645.559	1.459.265
(6) Depreciação Acumulada	1.493.459	1.645.064	907.401
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.524.571	1.679.334	926.305
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	34.521	38.025	20.974
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.490.050	1.641.309	905.330
(10) Almoxarifado em Operação	1.386	1.386	1.386
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	87.282	87.282	87.282
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.297.103	1.419.774	822.893
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	80.568	80.568	80.568
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	6.621	6.621	6.621
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	73.947	73.947	73.947
(17) Taxa de Depreciação	4,28%	4,28%	4,28%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	102.795	113.230	62.457
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	189.369	207.863	117.879

Nota Técnica nº 329/2009-SRE/ANEEL			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
LIGHT SESA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	9.856.186	10.875.948	5.949.661
(2) Índice de Aproveitamento Integral	148.168	163.498	89.441
(3) Obrigações Especiais Bruta	400.433	441.863	241.720
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.230.148	1.357.424	742.576
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	8.077.437	8.913.162	4.875.924
(6) Depreciação Acumulada	4.832.831	5.332.856	2.917.326
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	5.023.355	5.543.092	3.032.335
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	147.422	162.675	88.991
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	4.875.933	5.380.417	2.943.344
(10) Almoxarifado em Operação	12.755	12.755	12.755
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	185.455	185.455	185.455
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	4.673.710	5.136.764	2.899.834
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	3.505	3.505	3.505
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	50	50	50
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	3.455	3.455	3.455
(17) Taxa de Depreciação	4,25%	4,25%	4,25%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	343.291	378.809	207.227
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	704.308	774.117	436.883

Nota Técnica nº 107/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
RIO GRANDE ENERGIA- RGE	2008-2013	2008-2013	2008-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.393.190	2.001.544	979.509
(2) Índice de Aproveitamento Integral	20.092	16.804	8.223
(3) Obrigações Especiais Bruta	180.049	150.584	73.692
(4) Bens Totalmente Depreciados	25.113	21.003	10.279
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.167.936	1.813.153	887.315
(6) Depreciação Acumulada	1.155.198	966.150	472.811
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.237.992	1.035.394	506.698
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	19.986	16.715	8.180
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.218.006	1.018.679	498.518
(10) Almoxarifado em Operação	4.669	4.669	4.669
(11) Ativo Diferido	3330	3330	3330
(12) Terrenos e Servidões	15.971	15.971	15.971
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.061.927	892.065	448.796
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	19.538	19.538	19.538
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.296	1.296	1.296
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	18.242	18.242	18.242
(17) Taxa de Depreciação	4,18%	4,18%	4,18%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	90.620	75.790	37.090
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	158.569	132.961	66.135

Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CELESC	2008-2012	2008-2012	2008-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.754.940	4.705.692	2.655.430
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	693.104	685.925	387.069
(4) Bens Totalmente Depreciados	409.740	405.496	228.822
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.652.096	3.614.270	2.039.539
(6) Depreciação Acumulada	2.264.713	2.241.257	1.264.745
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	2.490.227	2.464.435	1.390.685
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	2.490.227	2.464.435	1.390.685
(10) Almoxarifado em Operação	23.197	23.197	23.197
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	25.360	25.360	25.360
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.845.680	1.827.067	1.052.173
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	61.903	61.903	61.903
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	4.909	4.909	4.909
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	56.994	56.994	56.994
(17) Taxa de Depreciação	4,38%	4,38%	4,38%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	159.962	158.305	89.332
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	273.488	270.682	153.861

Nota Técnica nº 91/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CEMAT	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.149.112	2.680.402	1.616.511
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	303.538	378.577	228.314
(4) Bens Totalmente Depreciados	180.785	225.478	135.982
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.664.789	2.076.348	1.252.215
(6) Depreciação Acumulada	832.860	1.038.754	626.458
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.316.252	1.641.648	990.053
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.316.252	1.641.648	990.053
(10) Almoxarifado em Operação	9.532	9.532	9.532
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	10.534	10.534	10.534
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.032.780	1.283.137	781.805
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	133.603	133.603	133.603
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	11.993	11.993	11.993
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	121.610	121.610	121.610
(17) Taxa de Depreciação	4,44%	4,44%	4,44%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	73.917	92.190	55.598
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	145.538	183.281	107.702

Nota Técnica nº186/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
COCEL	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	68.120	62.344	41.316
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	11.159	10.213	6.768
(4) Bens Totalmente Depreciados	11.693	10.702	7.092
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	45.268	41.430	27.456
(6) Depreciação Acumulada	41.136	37.648	24.950
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	26.984	24.696	16.366
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	26.984	24.696	16.366
(10) Almoxarifado em Operação	642	642	642
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	671	671	671
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	17.138	15.796	10.911
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	1.357	1.357	1.357
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.256	1.256	1.256
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	101	101	101
(17) Taxa de Depreciação	4,78%	4,78%	4,78%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	2.164	1.980	1.312
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	2.575	2.373	1.636

Nota Técnica nº43/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ENERGISA BORBOREMA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	133.417	135.390	87.963
(2) Índice de Aproveitamento Integral	51	52	34
(3) Obrigações Especiais Bruta	25.960	26.344	17.116
(4) Bens Totalmente Depreciados	22.632	22.967	14.921
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	84.774	86.028	55.892
(6) Depreciação Acumulada	67.891	68.895	44.761
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	65.526	66.495	43.202
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	51	52	34
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	65.475	66.443	43.168
(10) Almoxarifado em Operação	138	138	138
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	659	659	659
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	40.312	40.896	26.850
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	531	531	531
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	42	42	42
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	489	489	489
(17) Taxa de Depreciação	4,81%	4,81%	4,81%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	4.078	4.138	2.688
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	6.036	6.125	4.007

Nota Técnica nº 106/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2006	CH 31/12/2006
COELCE	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.969.194	3.660.640	2.361.653
(2) Índice de Aproveitamento Integral	4.603	5.675	3.661
(3) Obrigações Especiais Bruta	440.084	542.568	350.036
(4) Bens Totalmente Depreciados	327.445	403.698	260.445
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.197.062	2.708.699	1.747.511
(6) Depreciação Acumulada	1.182.949	1.458.426	940.900
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.786.245	2.202.214	1.420.753
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	4.603	5.675	3.661
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.781.642	2.196.539	1.417.092
(10) Almoxarifado em Operação	473	473	473
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	8.220	8.220	8.220
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.350.251	1.662.664	1.075.748
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	26.970	26.970	26.970
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	2.145	2.145	2.145
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	24.825	24.825	24.825
(17) Taxa de Depreciação	4,46%	4,46%	4,46%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	97.989	120.808	77.939
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	201.486	248.585	160.103

Nota Técnica nº 291/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ENERGISA PARAÍBA	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.220.310	1.099.847	763.205
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.907	3.521	2.444
(3) Obrigações Especiais Bruta	215.956	194.638	135.063
(4) Bens Totalmente Depreciados	143.372	129.219	89.668
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	857.075	772.469	536.031
(6) Depreciação Acumulada	511.630	461.124	319.983
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	708.680	638.723	443.222
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	13.436	12.110	8.403
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	695.244	626.613	434.819
(10) Almoxarifado em Operação	858	858	858
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	14.650	14.650	14.650
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	494.796	447.483	315.264
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	16.864	16.864	16.864
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.320	1.320	1.320
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	15.544	15.544	15.544
(17) Taxa de Depreciação	4,66%	4,66%	4,66%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	39.940	35.997	24.979
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	73.295	66.163	46.230

Nota Técnica nº 354/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ELETOBRÁS RORAIMA	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	135.505	154.597	108.914
(2) Índice de Aproveitamento Integral	2.618	2.987	2.104
(3) Obrigações Especiais Bruta	9.515	10.856	7.648
(4) Bens Totalmente Depreciados	9.939	11.339	7.989
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	113.433	129.415	91.173
(6) Depreciação Acumulada	29.272	33.396	23.528
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	106.233	121.201	85.386
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	2.618	2.987	2.104
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	103.615	118.214	83.282
(10) Almoxarifado em Operação	1.724	1.724	1.724
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	427	427	427
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	96.251	109.509	77.785
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	0	0	0
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	0	0	0
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	0	0	0
(17) Taxa de Depreciação	4,50%	4,50%	4,50%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	5.104	5.824	4.103
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	14.511	16.509	11.727

Nota Técnica nº 320/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CEEE-D	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.913.600	1.775.067	1.665.543
(2) Índice de Aproveitamento Integral	38.083	23.201	21.770
(3) Obrigações Especiais Bruta	171.959	104.763	98.299
(4) Bens Totalmente Depreciados	279.171	170.081	159.587
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.424.387	1.477.021	1.385.887
(6) Depreciação Acumulada	1.498.064	912.673	856.360
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.415.536	862.394	809.183
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	38.083	23.201	21.770
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.377.453	839.193	787.413
(10) Almoxarifado em Operação	11.014	11.014	11.014
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	11.983	11.983	11.983
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.228.491	757.426	712.111
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	18.289	18.289	18.289
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	2.008	2.008	2.008
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	16.281	16.281	16.281
(17) Taxa de Depreciação	4,41%	4,41%	4,41%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	106.915	65.137	61.118
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	183.844	112.827	105.996

Nota Técnica nº 199/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CELTINS	2008-2012	2008-2012	2008-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.268.752	992.358	696.865
(2) Índice de Aproveitamento Integral	7.562	5.915	4.153
(3) Obrigações Especiais Bruta	565.432	442.254	310.565
(4) Bens Totalmente Depreciados	34.160	26.718	18.762
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	661.598	517.471	363.384
(6) Depreciação Acumulada	469.729	367.400	258.000
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	799.023	624.958	438.865
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.562	5.915	4.153
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	791.461	619.043	434.712
(10) Almoxarifado em Operação	1.988	1.988	1.988
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	3.333	3.333	3.333
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	231.350	182.110	129.468
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	13.984	13.984	13.984
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.394	1.394	1.394
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	12.590	12.590	12.590
(17) Taxa de Depreciação	4,51%	4,51%	4,51%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	29.838	23.338	16.389
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	33.826	26.403	18.466

Nota Técnica nº 287/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
CEMAR	2008-2012	2008-2012	2008-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.104.838	3.184.187	1.999.843
(2) Índice de Aproveitamento Integral	7.825	8.025	5.040
(3) Obrigações Especiais Bruta	638.494	654.812	411.257
(4) Bens Totalmente Depreciados	211.203	216.601	136.037
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.247.316	2.304.750	1.447.508
(6) Depreciação Acumulada	1.346.996	1.381.421	867.607
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.757.842	1.802.766	1.132.236
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.741	7.939	4.986
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.750.101	1.794.828	1.127.250
(10) Almoxarifado em Operação	5.666	5.666	5.666
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	3.872	3.872	3.872
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.121.145	1.149.554	725.530
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	68.359	68.359	68.359
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	6.431	6.431	6.431
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	61.928	61.928	61.928
(17) Taxa de Depreciação	4,52%	4,52%	4,52%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	101.579	104.175	65.427
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	163.847	168.129	104.205

Nota Técnica nº 303/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
CELG-D	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.795.716	3.500.061	2.063.051
(2) Índice de Aproveitamento Integral	31.357	28.915	17.043
(3) Obrigações Especiais Bruta	874.356	806.251	475.231
(4) Bens Totalmente Depreciados	615.116	567.204	334.328
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.274.887	2.097.692	1.236.449
(6) Depreciação Acumulada	1.864.962	1.719.697	1.013.646
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	1.930.754	1.780.364	1.049.405
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	31.357	28.915	17.043
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	1.899.397	1.751.450	1.032.362
(10) Almoxarifado em Operação	14.221	14.221	14.221
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	26.004	26.004	26.004
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.065.266	985.424	597.356
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	42.328	42.328	42.328
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	3.859	3.859	3.859
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	38.469	38.469	38.469
(17) Taxa de Depreciação	4,39%	4,39%	4,39%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	99.963	92.177	54.332
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	157.383	145.346	86.842

Nota Técnica nº 123/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CAIUÁ	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	292.060	232.884	158.809
(2) Índice de Aproveitamento Integral	6.873	5.480	3.737
(3) Obrigações Especiais Bruta	47.563	37.926	25.863
(4) Bens Totalmente Depreciados	55.159	43.983	29.993
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	182.465	145.495	99.216
(6) Depreciação Acumulada	156.688	124.941	85.200
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	135.372	107.943	73.609
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	6.873	5.480	3.737
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	128.499	102.463	69.872
(10) Almoxarifado em Operação	817	817	817
(11) Ativo Diferido	72	72	72
(12) Terrenos e Servidões	3.212	3.212	3.212
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	85.037	68.638	48.110
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	2.486	2.486	2.486
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	229	229	229
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	2.257	2.257	2.257
(17) Taxa de Depreciação	4,43%	4,43%	4,43%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	8.083	6.445	4.395
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	12.631	10.159	7.064

Nota Técnica nº 124/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
BRAGANTINA	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	209.040	204.001	150.296
(2) Índice de Aproveitamento Integral	1.498	1.462	1.077
(3) Obrigações Especiais Bruta	44.357	43.288	31.892
(4) Bens Totalmente Depreciados	18.641	18.192	13.403
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	144.544	141.060	103.925
(6) Depreciação Acumulada	80.967	79.015	58.214
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	128.073	124.986	92.082
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	1.499	1.463	1.078
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	126.574	123.523	91.004
(10) Almoxarifado em Operação	578	578	578
(11) Ativo Diferido	172	172	172
(12) Terrenos e Servidões	1.865	1.865	1.865
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	84.832	82.850	61.728
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	6.291	6.291	6.291
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	439	439	439
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	5.852	5.852	5.852
(17) Taxa de Depreciação	4,49%	4,49%	4,49%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	6.490	6.334	4.666
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	12.300	12.001	8.817

Nota Técnica nº 132/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CNEE	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	117.769	90.914	63.308
(2) Índice de Aproveitamento Integral	2.139	1.651	1.150
(3) Obrigações Especiais Bruta	25.786	19.906	13.862
(4) Bens Totalmente Depreciados	14.235	10.989	7.652
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	75.609	58.368	40.644
(6) Depreciação Acumulada	53.998	41.685	29.027
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	63.771	49.229	34.281
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	2.139	1.651	1.150
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	61.632	47.578	33.131
(10) Almoxarifado em Operação	571	571	571
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	1.479	1.479	1.479
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	37.896	29.722	21.319
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	575	575	575
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	31	31	31
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	544	544	544
(17) Taxa de Depreciação	4,56%	4,56%	4,56%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	3.449	2.663	1.854
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	5.668	4.435	3.169

Nota Técnica nº 121/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
EDEVP	2008-2012	2008-2012	2008-2012
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	226.663	151.217	136.512
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	43.876	29.272	26.425
(4) Bens Totalmente Depreciados	40.735	27.176	24.533
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	142.052	94.769	85.553
(6) Depreciação Acumulada	120.902	80.659	72.815
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	105.761	70.558	63.697
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	105.761	70.558	63.697
(10) Almoxarifado em Operação	610	610	610
(11) Ativo Diferido	79	79	79
(12) Terrenos e Servidões	2.022	2.022	2.022
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	64.596	43.997	39.982
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	2.607	2.607	2.607
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	210	210	210
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	2.397	2.397	2.397
(17) Taxa de Depreciação	4,68%	4,68%	4,68%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	6.642	4.431	4.000
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	9.538	6.433	5.827

Nota Técnica nº 183/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CFLO	2008-2011	2008-2011	2008-2011
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	47.713	33.523	31.598
(2) Índice de Aproveitamento Integral	76	53	50
(3) Obrigações Especiais Bruta	9.471	6.654	6.272
(4) Bens Totalmente Depreciados	5.452	3.831	3.611
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	32.714	22.985	21.665
(6) Depreciação Acumulada	25.047	17.598	16.587
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	22.666	15.925	15.011
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	76	53	50
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	22.590	15.872	14.960
(10) Almoxarifado em Operação	329	329	329
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	793	793	793
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	14.241	10.339	9.810
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	877	877	877
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	54	54	54
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	823	823	823
(17) Taxa de Depreciação	4,82%	4,82%	4,82%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	1.577	1.108	1.044
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	2.078	1.490	1.410

Nota Técnica nº 279/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CHESP	2008-2011	2008-2011	2008-2011
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	50.761	35.789	30.865
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	7.804	5.502	4.745
(4) Bens Totalmente Depreciados	9.121	6.431	5.546
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	33.836	23.856	20.574
(6) Depreciação Acumulada	21.364	15.063	12.990
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	29.397	20.726	17.875
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	29.397	20.726	17.875
(10) Almoxarifado em Operação	239	239	239
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	70	70	70
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	21.902	15.533	13.439
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	1.192	1.192	1.192
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	85	85	85
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	1.107	1.107	1.107
(17) Taxa de Depreciação	4,13%	4,13%	4,13%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	1.396	984	849
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	3.209	2.249	1.933

Nota Técnica nº 24/2009-SRE/ANEEL - IPCA

Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
EFLSM	2007-2010	2007-2010	2007-2010
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	180.082	112.768	101.329
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	34.989	21.910	19.688
(4) Bens Totalmente Depreciados	28.942	18.124	16.285
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	116.151	72.734	65.356
(6) Depreciação Acumulada	72.645	45.491	40.876
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	107.437	67.277	60.453
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0	-	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	107.437	67.277	60.453
(10) Almoxarifado em Operação	715	715	715
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	808	808	808
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	73.971	46.890	42.288
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	14.957	14.957	14.957
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	1.196	1.196	1.196
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	13.761	13.761	13.761
(17) Taxa de Depreciação	4,68%	4,68%	4,68%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	5.439	3.406	3.060
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	10.002	5.919	5.225

Nota Técnica nº 210/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2008	CH 31/12/2008
ELETROCAR	2009-2013	2009-2013	2009-2013
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	41.953	31.541	28.285
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0	-	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	5.543	4.167	3.737
(4) Bens Totalmente Depreciados	17.017	12.794	11.473
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	19.393	14.580	13.075
(6) Depreciação Acumulada	27.068	20.350	18.249
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	14.885	11.191	10.036
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	356	268	240
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	14.529	10.923	9.796
(10) Almoxarifado em Operação	627	627	627
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	2.069	2.069	2.069
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	11.682	9.452	8.754
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	32	32	32
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	4	4	4
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	28	28	28
(17) Taxa de Depreciação	4,56%	4,56%	4,56%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	884	665	596
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	1.759	1.423	1.317

Nota Técnica nº 032/2009-SRE/ANEEL - IPCA			
Milhares R\$	VNR	CHC 31/12/2007	CH 31/12/2007
CPFL SANTA CRUZ	2008-2011	2008-2011	2008-2011
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	296.696	236.349	221.797
(2) Índice de Aproveitamento Integral	6.790	5.409	5.076
(3) Obrigações Especiais Bruta	55.841	44.483	41.744
(4) Bens Totalmente Depreciados	0	-	-
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	234.065	186.457	174.977
(6) Depreciação Acumulada	154.547	123.113	115.533
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) (1)-(6)	142.149	113.236	106.264
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	6.790	5.409	5.076
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) - (7-8)	135.359	107.827	101.188
(10) Almoxarifado em Operação	284	284	284
(11) Ativo Diferido	0	0	0
(12) Terrenos e Servidões	5.612	5.612	5.612
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	85.414	69.240	65.340
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR PLPT	6.214	6.214	6.214
(15) Depreciação Acumulada RGR PLPT	434	434	434
(16) Base de Remuneração Líquida RGR PLPT	5.780	5.780	5.780
(17) Taxa de Depreciação	4,62%	4,62%	4,62%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	10.814	8.614	8.084
(19) WACC real antes de impostos	9,95%	9,95%	9,95%
(20) Taxa RGR PLPT	6,72%	6,72%	6,72%
(22) Remuneração do Capital [(13)-(14)]*(19)/1-34% + (16)*(20)	12.394	9.956	9.368

APÊNDICE D – Índice de Reposicionamento Tarifário das 44 empresas

ESCELSA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.217.663	1.217.663
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	269.282	269.282
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	14.748	14.748
REMUNERAÇÃO	189.369	207.863
QRR	102.795	113.230
TOTAL PARCELA B	576.194	605.123
OUTRAS RECEITAS	5.445	5.445
Receita Requerida Líquida	1.788.412	1.817.341
Receita Verificada	1.712.810	1.712.810
Reposicionamento Tarifário	4,41%	6,10%

COELBA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.784.426	1.784.426
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	608.101	608.101
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	37.102	37.102
REMUNERAÇÃO	410.309	386.627
QRR	237.139	223.115
TOTAL PARCELA B	1.292.651	1.254.945
OUTRAS RECEITAS	11.666	11.666
Receita Requerida Líquida	3.065.411	3.027.705
Receita Verificada	3.554.098	3.554.098
Reposicionamento Tarifário	-13,75%	-14,81%

CELESC - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	2.530.830	2.530.830
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	436.524	436.524
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	27.013	27.013
REMUNERAÇÃO	159.962	158.305
QRR	273.488	270.682
TOTAL PARCELA B	896.987	892.524
OUTRAS RECEITAS	24.918	24.918
Receita Requerida Líquida	3.402.899	3.398.436
Receita Verificada	3.745.896	3.745.896
Reposicionamento Tarifário	-9,16%	-9,28%

LIGHT - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	3.529.171	3.529.171
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	583.380	583.380
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	66.797	66.797
REMUNERAÇÃO	704.308	774.117
QRR	343.291	378.809
TOTAL PARCELA B	1.697.776	1.803.103
OUTRAS RECEITAS	19.221	19.221
Receita Requerida Líquida	5.207.726	5.313.053
Receita Verificada	5.102.841	5.102.841
Reposicionamento Tarifário	2,06%	4,12%

CEMAT - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	811.674	811.674
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	238.737	238.737
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	15.825	15.825
REMUNERAÇÃO	145.538	183.281
QRR	73.917	92.190
TOTAL PARCELA B	474.017	530.033
OUTRAS RECEITAS	5.816	5.816
Receita Requerida Líquida	1.279.875	1.335.891
Receita Verificada	1.360.325	1.360.325
Reposicionamento Tarifário	-5,91%	-1,80%

ENERGISA MG - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	213.717	213.717
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	80.734	80.734
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	2.744	2.744
REMUNERAÇÃO	24.050	25.441
QRR	19.050	20.127
TOTAL PARCELA B	126.578	129.046
OUTRAS RECEITAS	1.430	1.430
Receita Requerida Líquida	338.865	341.333
Receita Verificada	365.941	365.941
Reposicionamento Tarifário	-7,40%	-6,72%

COCEL - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	30.942	30.942
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	10.319	10.319
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	132	132
REMUNERAÇÃO	2.575	2.373
QRR	2.164	1.980
TOTAL PARCELA B	15.190	14.804
OUTRAS RECEITAS	252	252
Receita Requerida Líquida	45.880	45.494
Receita Verificada	51.981	51.981
Reposicionamento Tarifário	-11,74%	-12,48%

CELPE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.584.500	1.584.500
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	443.014	443.014
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	-	-
REMUNERAÇÃO	257.400	279.607
QRR	147.944	160.503
TOTAL PARCELA B	848.358	883.124
OUTRAS RECEITAS	8.554	8.554
Receita Requerida Líquida	2.424.304	2.459.070
Receita Verificada	2.583.411	2.583.411
Reposicionamento Tarifário	-6,16%	-4,81%

ENERGISA PARAÍBA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	419.834	419.834
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	200.704	200.704
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS		-
REMUNERAÇÃO	73.295	66.163
QRR	39.940	35.997
TOTAL PARCELA B	313.939	302.864
OUTRAS RECEITAS	3.417	3.417
Receita Requerida Líquida	730.356	719.281
Receita Verificada	856.517	856.517
Reposicionamento Tarifário	-14,73%	-16,02%

ELETOBRÁS RORAIMA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	88.487	88.487
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	19.019	19.019
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	319	319
REMUNERAÇÃO	14.511	16.509
QRR	5.104	5.824
TOTAL PARCELA B	38.953	41.671
OUTRAS RECEITAS	574	574
Receita Requerida Líquida	126.866	129.584
Receita Verificada	158.691	158.691
Reposicionamento Tarifário	-20,05%	-18,34%

BRAGANTINA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	108.041	108.041
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	30.362	30.362
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	1.267	1.267
REMUNERAÇÃO	12.300	12.001
QRR	6.490	6.334
TOTAL PARCELA B	50.419	49.964
OUTRAS RECEITAS	485	485
Receita Requerida Líquida	157.975	157.520
Receita Verificada	154.585	154.585
Reposicionamento Tarifário	2,19%	1,90%

CHESP - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	10.288	10.288
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	9.207	9.207
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	68	68
REMUNERAÇÃO	3.209	2.249
QRR	1.396	984
TOTAL PARCELA B	13.880	12.508
OUTRAS RECEITAS	230	230
Receita Requerida Líquida	23.938	22.566
Receita Verificada	26.671	26.671
Reposicionamento Tarifário	-10,25%	-15,39%

CPFL PIRATININGA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.412.614	1.412.614
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	218.367	218.367
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	14.843	14.843
REMUNERAÇÃO	154.334	140.529
QRR	81.098	73.345
TOTAL PARCELA B	468.642	447.084
OUTRAS RECEITAS	13.151	13.151
Receita Requerida Líquida	1.868.105	1.846.547
Receita Verificada	2.159.675	2.159.675
Reposicionamento Tarifário	-13,50%	-14,50%

RGE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.311.594	1.311.594
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	229.465	229.465
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	14.127	14.127
REMUNERAÇÃO	158.569	132.961
QRR	90.620	75.790
TOTAL PARCELA B	492.781	452.343
OUTRAS RECEITAS	12.170	12.170
Receita Requerida Líquida	1.792.205	1.751.767
Receita Verificada	1.950.452	1.950.452
Reposicionamento Tarifário	-8,11%	-10,19%

CEEE-D - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.205.323	1.205.323
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	241.743	241.743
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	14.179	14.179
REMUNERAÇÃO	183.844	112.827
QRR	106.915	65.147
TOTAL PARCELA B	546.681	433.896
OUTRAS RECEITAS	11.298	11.298
Receita Requerida Líquida	1.740.706	1.627.921
Receita Verificada	1.747.446	1.747.446
Reposicionamento Tarifário	-0,39%	-6,84%

CAIUÁ-D - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	143.105	143.105
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	41.512	41.512
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	1.580	1.580
REMUNERAÇÃO	12.631	10.159
QRR	8.083	6.445
TOTAL PARCELA B	63.806	59.696
OUTRAS RECEITAS	1.289	1.289
Receita Requerida Líquida	205.622	201.512
Receita Verificada	223.614	223.614
Reposicionamento Tarifário	-8,05%	-9,88%

ELFSM - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	48.988	48.988
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	20.432	20.432
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	231	231
REMUNERAÇÃO	10.002	7.069
QRR	5.439	3.386
TOTAL PARCELA B	36.104	31.118
OUTRAS RECEITAS	464	464
Receita Requerida Líquida	84.628	79.642
Receita Verificada	99.347	99.347
Reposicionamento Tarifário	-14,82%	-19,83%

ELETOBRÁS ALAGOAS - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	335.645	335.645
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	147.816	147.816
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	7.052	7.052
REMUNERAÇÃO	55.476	44.618
QRR	38.636	32.025
TOTAL PARCELA B	248.980	231.511
OUTRAS RECEITAS	2.152	2.152
Receita Requerida Líquida	582.473	565.004
Receita Verificada	707.806	707.806
Reposicionamento Tarifário	-17,71%	-20,18%

COSERN - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	496.890	496.890
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	159.118	159.118
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	9.233	9.233
REMUNERAÇÃO	87.947	79.596
QRR	52.980	47.947
TOTAL PARCELA B	309.278	295.894
OUTRAS RECEITAS	4.116	4.116
Receita Requerida Líquida	802.052	788.668
Receita Verificada	872.139	872.139
Reposicionamento Tarifário	-8,04%	-9,57%

CPFL PAULISTA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	3.314.617	3.314.617
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	542.306	542.306
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	34.599	34.599
REMUNERAÇÃO	350.385	365.943
QRR	252.111	263.836
TOTAL PARCELA B	1.179.401	1.206.684
OUTRAS RECEITAS	27.276	27.276
Receita Requerida Líquida	4.466.742	4.494.025
Receita Verificada	5.198.356	5.198.356
Reposicionamento Tarifário	-14,07%	-13,55%

ENERSUL - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	501.299	501.299
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	176.333	176.333
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	6.884	6.884
REMUNERAÇÃO	121.172	157.938
QRR	60.739	78.714
TOTAL PARCELA B	365.128	419.869
OUTRAS RECEITAS	1.285	1.285
Receita Requerida Líquida	865.142	919.883
Receita Verificada	937.959	937.959
Reposicionamento Tarifário	-7,76%	-1,93%

ELEKTRO - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.494.629	1.494.629
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	438.501	438.501
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	18.579	18.579
REMUNERAÇÃO	268.284	253.601
QRR	180.673	170.421
TOTAL PARCELA B	906.037	881.102
OUTRAS RECEITAS	12.659	12.659
Receita Requerida Líquida	2.388.007	2.363.072
Receita Verificada	3.004.559	3.004.559
Reposicionamento Tarifário	-20,52%	-21,35%

CEPISA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	330.567	330.567
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	176.670	176.670
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	7.351	7.351
REMUNERAÇÃO	49.621	37.341
QRR	29.906	22.622
TOTAL PARCELA B	263.548	243.984
OUTRAS RECEITAS	2.506	2.506
Receita Requerida Líquida	591.609	572.045
Receita Verificada	659.728	659.728
Reposicionamento Tarifário	-10,33%	-13,29%

AES SUL - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.142.251	1.142.251
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	215.495	215.495
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	12.291	12.291
REMUNERAÇÃO	132.126	160.269
QRR	85.850	104.478
TOTAL PARCELA B	445.762	492.533
OUTRAS RECEITAS	11.060	11.060
Receita Requerida Líquida	1.576.953	1.623.724
Receita Verificada	1.621.296	1.621.296
Reposicionamento Tarifário	-2,74%	0,15%

COPEL - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	2.778.877	2.778.877
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	676.076	676.076
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	34.433	34.433
REMUNERAÇÃO	284.815	214.831
QRR	300.854	222.035
TOTAL PARCELA B	1.296.178	1.147.375
OUTRAS RECEITAS	46.627	46.627
Receita Requerida Líquida	4.028.428	3.879.625
Receita Verificada	4.354.471	4.354.471
Reposicionamento Tarifário	-7,49%	-10,90%

BANDEIRANTE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.401.674	1.401.674
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	247.177	247.177
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	15.064	15.064
REMUNERAÇÃO	183.170	210.601
QRR	107.820	124.843
TOTAL PARCELA B	553.231	597.685
OUTRAS RECEITAS	12.443	12.443
Receita Requerida Líquida	1.942.462	1.986.916
Receita Verificada	2.153.377	2.153.377
Reposicionamento Tarifário	-9,79%	-7,73%

ENERGISA SE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	242.411	242.411
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	99.829	99.829
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	5.070	5.070
REMUNERAÇÃO	48.469	45.897
QRR	28.797	27.264
TOTAL PARCELA B	182.165	178.060
OUTRAS RECEITAS	1.942	1.942
Receita Requerida Líquida	422.634	418.529
Receita Verificada	494.278	494.278
Reposicionamento Tarifário	-14,49%	-15,33%

CERON - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	339.919	339.919
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	120.532	120.532
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	5.804	5.804
REMUNERAÇÃO	47.069	44.360
QRR	23.720	22.330
TOTAL PARCELA B	197.125	193.026
OUTRAS RECEITAS	2.145	2.145
Receita Requerida Líquida	534.899	530.800
Receita Verificada	665.806	665.806
Reposicionamento Tarifário	-19,66%	-20,28%

ELETROPAULO - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	5.419.587	5.419.587
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	786.166	786.166
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	88.210	88.210
REMUNERAÇÃO	726.973	848.862
QRR	470.013	553.731
TOTAL PARCELA B	2.071.362	2.276.969
OUTRAS RECEITAS	42.618	42.618
Receita Requerida Líquida	7.448.331	7.653.938
Receita Verificada	8.102.031	8.102.031
Reposicionamento Tarifário	-8,07%	-5,53%

CELTINS - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	197.438	197.438
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	119.625	119.625
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	4.796	4.796
REMUNERAÇÃO	33.826	26.403
QRR	29.838	23.338
TOTAL PARCELA B	188.085	174.162
OUTRAS RECEITAS	600	600
Receita Requerida Líquida	384.923	371.000
Receita Verificada	414.951	414.951
Reposicionamento Tarifário	-7,24%	-10,59%

CNEE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	68.519	68.519
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	24.127	24.127
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	253	253
REMUNERAÇÃO	5.668	4.435
QRR	3.449	2.663
TOTAL PARCELA B	33.497	31.478
OUTRAS RECEITAS	367	367
Receita Requerida Líquida	101.649	99.630
Receita Verificada	112.816	112.816
Reposicionamento Tarifário	-9,90%	-11,69%

ELETROCAR - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	29.399	29.399
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	11.321	11.321
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	115	115
REMUNERAÇÃO	1.759	1.423
QRR	884	665
TOTAL PARCELA B	14.079	13.524
OUTRAS RECEITAS	176	176
Receita Requerida Líquida	43.302	42.747
Receita Verificada	44.492	44.492
Reposicionamento Tarifário	-2,67%	-3,92%

ELETROACRE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	114.526	114.526
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	47.584	47.584
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	2.315	2.315
REMUNERAÇÃO	25.873	21.580
QRR	11.888	9.895
TOTAL PARCELA B	87.660	81.374
OUTRAS RECEITAS	727	727
Receita Requerida Líquida	201.459	195.173
Receita Verificada	216.480	216.480
Reposicionamento Tarifário	-6,94%	-9,84%

CELPA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	670.200	670.200
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	331.318	331.318
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	14.820	14.820
REMUNERAÇÃO	132.577	172.643
QRR	62.409	81.598
TOTAL PARCELA B	541.124	600.379
OUTRAS RECEITAS	3.482	3.482
Receita Requerida Líquida	1.207.842	1.267.097
Receita Verificada	1.318.335	1.318.335
Reposicionamento Tarifário	-8,38%	-3,89%

CEMAR - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	588.475	588.475
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	265.629	265.629
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	12.744	12.744
REMUNERAÇÃO	163.847	168.129
QRR	101.579	104.175
TOTAL PARCELA B	543.799	550.677
OUTRAS RECEITAS	4.855	4.855
Receita Requerida Líquida	1.127.419	1.134.297
Receita Verificada	1.267.126	1.267.126
Reposicionamento Tarifário	-11,03%	-10,48%

EDEVP	VNR	CHC
PARCELA A	112.169	112.169
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	37.367	37.367
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	1.241	1.241
REMUNERAÇÃO	9.538	6.433
QRR	6.642	4.431
TOTAL PARCELA B	54.788	49.472
OUTRAS RECEITAS	1.168	1.168
Receita Requerida Líquida	165.789	160.473
Receita Verificada	174.091	174.091
Reposicionamento Tarifário	-4,77%	-7,82%

CPFL SANTA CRUZ	VNR	CHC
PARCELA A	124.340	124.340
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	41.789	41.789
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	1.440	1.440
REMUNERAÇÃO	12.394	9.956
QRR	10.814	8.614
TOTAL PARCELA B	66.437	61.799
OUTRAS RECEITAS	1.290	1.290
Receita Requerida Líquida	189.487	184.849
Receita Verificada	228.436	228.436
Reposicionamento Tarifário	-17,05%	-19,08%

ENERGISA NF - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	44.637	44.637
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	20.255	20.255
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	230	230
REMUNERAÇÃO	11.130	9.539
QRR	5.344	4.476
TOTAL PARCELA B	36.959	34.500
OUTRAS RECEITAS	786	786
Receita Requerida Líquida	80.810	78.351
Receita Verificada	72.778	72.778
Reposicionamento Tarifário	11,04%	7,66%

ENRGISA BORBOREMA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	78.135	78.135
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	28.420	28.420
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS		-
REMUNERAÇÃO	6.036	6.125
QRR	4.078	4.138
TOTAL PARCELA B	38.534	38.683
OUTRAS RECEITAS	496	496
Receita Requerida Líquida	116.173	116.322
Receita Verificada	109.541	109.541
Reposicionamento Tarifário	6,05%	6,19%

CELG-D - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.380.809	1.380.809
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	476.247	476.247
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	18.594	18.594
REMUNERAÇÃO	157.383	145.346
QRR	99.963	92.177
TOTAL PARCELA B	752.187	732.364
OUTRAS RECEITAS	20.546	20.546
Receita Requerida Líquida	2.112.450	2.092.627
Receita Verificada	2.335.694	2.335.694
Reposicionamento Tarifário	-9,56%	-10,41%

COELCE - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	970.966	970.966
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	333.015	333.015
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	21.017	21.017
REMUNERAÇÃO	201.486	245.585
QRR	97.989	120.808
TOTAL PARCELA B	653.507	720.425
OUTRAS RECEITAS	8.102	8.102
Receita Requerida Líquida	1.616.371	1.683.289
Receita Verificada	1.773.998	1.773.998
Reposicionamento Tarifário	-8,89%	-5,11%

CFLO	VNR	CHC
PARCELA A	35.482	35.482
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	11.784	11.784
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	149	149
REMUNERAÇÃO	2.078	1.490
QRR	1.577	1.108
TOTAL PARCELA B	15.588	14.531
OUTRAS RECEITAS	473	473
Receita Requerida Líquida	50.597	49.540
Receita Verificada	54.173	54.173
Reposicionamento Tarifário	-6,60%	-8,55%

CEMIG - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	3.652.018	3.652.018
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	1.204.854	1.204.854
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	50.672	50.672
REMUNERAÇÃO	679.187	408.242
QRR	561.836	343.063
TOTAL PARCELA B	2.496.549	2.006.831
OUTRAS RECEITAS	28.414	28.414
Receita Requerida Líquida	6.120.153	5.630.435
Receita Verificada	7.619.755	7.619.755
Reposicionamento Tarifário	-19,68%	-26,11%

AMPLA - IPCA	VNR	CHC
PARCELA A	1.689.465	1.689.465
PARCELA B		
EMPRESA REFERÊNCIA	428.358	428.358
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS		-
REMUNERAÇÃO	445.655	515.133
QRR	192.794	223.504
TOTAL PARCELA B	1.066.807	1.166.995
OUTRAS RECEITAS	14.170	14.170
Receita Requerida Líquida	2.742.102	2.842.290
Receita Verificada	2.692.728	2.692.728
Reposicionamento Tarifário	1,83%	5,55%